

**TUGAS AKHIR
(KL 1702)**

**ANALISA PERHITUNGAN JARAK AMAN
ANTAR STABILIZER PADA DRILL PIPE
UNTUK MENGHINDARI BUCKLING**



R₅ ke
622.338 /
Cah
7.1
2000

Disusun Oleh :

PUTUT HENDRO CAHYONO

NRP. 4395.100.013

**JURUSAN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2000**

Rp. 35.000,-

PERPUSTAKAAN ITS	
Tgl. Terima	11/12/2000
Tgl. & User	H
No. Agenda / No.	21.2576

ANALISA PERHITUNGAN JARAK AMAN ANTAR STABILIZER PADA DRILL PIPE UNTUK MENGHINDARI BUCKLING

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**

Pada

Jurusan Teknik Kelautan

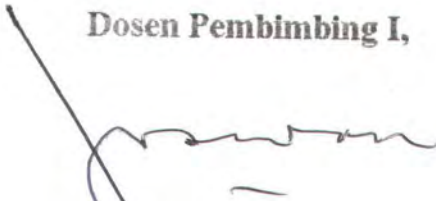
Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

Mengetahui / Menyetujui,

Dosen Pembimbing I,



Ir. J.J. Soedjono, M.Sc.
NIP. 130 359 270



Dosen Pembimbing II,



Yovok Setyo Hadiwidodo, ST.
NIP. 132 133 976



DEPARTEMEN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

Kampus ITS - Sukolilo, Surabaya 60111 Telp. 5928105, 5994251-5 Psw. 1104-7 Telex 34224 Fax 5947254

TUGAS AKHIR (OE.1701)

No. 046/K03.4.4/PP/2000

MATA KULIAH	:	TUGAS AKHIR
NOMOR MATA KULIAH	:	OE.1701
NAMA MAHASISWA	:	Putut Hendro Cahyono
NOMOR POKOK	:	4395100013
TGL.DIBERIKAN TUGAS	:	26 Januari 2000
TGL.SELESAINYA TUGAS	:	26 Juni 2000
DOSEN PEMBIMBING	:	1. Ir. J.J. Soedjonoo,MSc 2. Ir. Yoyok Setyo Hadiwidodo

THEMA/URAIAN/DATA-DATA YANG DIBERIKAN/JUDUL TUGAS AKHIR :

ANALISA PERHITUNGAN JARAK ANTAR STABILIZER PADA DRILL PIPE UNTUK
MENANGGULANGI TERJADINYA BUCKLING

Surabaya, 26 Januari 2000

Ketua Jurusan ;



DIBUAT RANGKAP 4 :

1. Mahasiswa ybs.
2. Dekan FTK-ITS
3. Dosen Pembimbing I
4. Dosen Pembimbing II
5. Arsip Jurusan









DEPARTEMEN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

Kampus ITS-Sukolilo, Surabaya 60111 Telp 5947254, 597274 psw. 144 ext 34224 Fax 5947254

LEMBAR PRESENSI KONSULTASI TUGAS AKHIR

NAMA MAHASISWA : PUTUT HENDRO CAHYONO.
NOMOR POKOK : 4395 100 013
DOSEN PEMBIMBING : Ir. J.J. Soedjono, M.Sc.
TUGAS MULAI : 26 Januari 2000
DISELESAIKAN : 26 Juli 2000
JUDUL TUGAS AKHIR : Analisa Perhitungan Jarak Aman Antar Stabilizer
Pada Drill Pipe Untuk Menghindari Buckling.

No	Tanggal	Konsultasi Mengenai	Tanda Tangan Dosen Pembimbing
1	28-04-2000	Bab I, II.	
2	24-05-2000	Bab III.	
3	14-06-2000	Lanjutan	
4	28-06-2000	Kesimpulan, Saran, Reference Bandingkan !	
5	03-07-2000	Peninjauan Teknis	
6	26-07-2000	Tugas Selesai	

Catatan* : Lembar asistensi ini harus ditunjukkan pada saat ujian Tugas Akhir.



DEPARTEMEN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

Kampus ITS-Sukolilo, Surabaya 60111 Telp 5947254, 597274 psw. 144 cdx 34224 Fax 5947254

LEMBAR PRESENSI KONSULTASI TUGAS AKHIR

NAMA MAHASISWA : PUTUT HENDRO CAHYONO.
NOMOR POKOK : 4395 100 013
DOSEN PEMBIMBING : Ir. Yoyok Setyo Hadiwidodo.
TUGAS MULAI : 26 Januari 2000
DISELESAIKAN : 26 Juli 2000
JUDUL TUGAS AKHIR : Analisa Perhitungan Jarak Aman Antar Stabilizer
Pada Drill Pipe Untuk Menghindari Buckling.

No	Tanggal	Konsultasi Mengenai	Tanda Tangan Dosen Pembimbing
1	28-04-2000	Bab I, II.	
2	15-05-2000	Pemodelan MSC Nastran 4.0.	
3	12-06-2000	Pemodelan MSC Nastran 4.0.	
4	27-06-2000	Bab IV	
5	03-07-2000	Pembahasan & Kesimpulan	
6	26-07-2000	Tugas Selesai	

Catatan* : Lembar asistensi ini harus ditunjukkan pada saat ujian Tugas Akhir.

Kupersembahkan Tugas Akhir Ini kepada :

Kakek dan Nenek

H. Moch Cholil dan Hj. Suhartinah

Bapak dan Ibu

Aguk Hariyanto dan Endang Pratiwi

Adik-adikku tercinta

Arief Heru Prasetyo

Lintang Ayuningtyas

ABSTRAK

Proses pengeboran yang dilakukan oleh Pertamina Operasi EP Cepu di Sumur KTB-A menggunakan sistem directional drilling. Sistem ini sangat rawan buckling. Slenderness Ratio yang dimiliki oleh sistem yang bekerja pada proses pengeboran ini (Drill Pipe) sangat besar sekali mengingat panjang dari drill pipe mencapai 3900 m dengan diameter luar 0,127 m dan diameter dalam 0,0762 m. Pengurangan besarnya slenderness ratio drill pipe dilakukan dengan jalan mengurangi panjang efektif dari drill pipe. Pengurangan panjang efektif drill pipe dilakukan dengan jalan menambahkan buckling arrester yang dipasang dengan jarak yang sudah dihitung dengan menggunakan rumus Euler sebesar 50 m. Dan dapat dilihat bahwa dengan penggunaan panjang efektif yang baru maka beban axial yang dapat diterima oleh drill pipe tanpa timbul buckling akan menjadi lebih besar. Dan dengan beban pengeboran yang ada di lapangan sekitar 14000 N struktur yang dianalisa mengalami deformasi yang lebih kecil dibanding struktur di lapangan. Perhitungan yang dilakukan pada tugas akhir ini hanya menyangkut masalah teknis saja yaitu masalah penanggulangan buckling, sedangkan masalah biaya tidak diperhitungkan dalam penulisan tugas akhir ini.

KATA PENGANTAR

Puji syukur Alhamdulillah kami panjatkan kepada Allah SWT Pencipta dan Penguasa Jagat Raya, Allah Yang Maha Pengasih dan Penyayang, yang telah membimbing, memberi kekuatan lahir batin, kekuatan berfikir, yang telah mengabulkan doa dan permohonan hamba-Nya ini.

Tugas Akhir ini dikerjakan guna memenuhi salah satu persyaratan dalam menyelesaikan studi kesarjanaan strata 1 (S-1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Pemilihan materi tentang *buckling* yang terjadi pada *drill pipe* ini dipilih karena pada proses pengeboran peristiwa *buckling* ini sering menimbulkan patahnya *drill string* yang mengakibatkan kegagalan pada proses pengeboran yang dilakukan. Pada proses pengeboran vertikal *buckling* jarang sekali dijumpai karena pengeboran yang dilakukan langsung lurus menuju ke arah reservoir. Sedangkan pada *directional drilling* (pegeboran yang diarahkan menuju ke tujuan) kejadian *buckling* sering sekali terjadi.

Dengan kecenderungan yang besar untuk terjadi *buckling* itulah dilakukan perhitungan untuk mencegah terjadinya proses *buckling* pada *drill pipe*. Pemikiran awal perhitungan ini adalah untuk memperpendek jarak pipa yang akan menghasilkan *slenderness ratio* yang lebih kecil sehingga terjadinya *buckling* dapat dihindari. Untuk memperpendek jarak pipa itu digunakan *buckling arrester* yang akan menjadi alat untuk mengasumsikan pipa menjadi lebih pendek.

Penambahan alat ini akan dibandingkan dengan keadaan semula pada pengeboran dengan jumlah *buckling arrester* yang berbeda.

Dengan segala keterbatasan yang ada, Tugas Akhir ini masih jauh dari sempurna. Untuk itu kami mengharapkan kritik dan saran guna mencapai kesempurnaan dan kebaikan dari Tugas Akhir ini. Dan penulis berharap agar Tugas Akhir ini dapat berguna bagi siapa saja yang membutuhkannya.

Surabaya, Medio Juni 2000

Putut Hendro Cahyono

UCAPAN TERIMA KASIH

Terlaksananya penulisan tugas akhir ini tidak luput dari bantuan berbagai pihak. Oleh karena itu penulis ingin mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada pihak-pihak tersebut :

1. Ir. J.J. Soedjono, M.Sc. dan Yoyok Setyohadi W, St.

Selaku dosen pembimbing Tugas Akhir yang telah memberikan bimbingan dan pengarahan sejak awal sampai terselesaikannya Tugas Akhir ini.

2. Dr. Ir. P. Indiyono, M.Sc.

Selaku dosen wali yang telah banyak membantu selama menjalani perkuliahan di Jurusan Teknik Kelautan.

3. Bapak-bapak yang bertugas di Pertamina Operasi EP Cepu.

Yang telah banyak membantu selama masa pengumpulan data Tugas Akhir.

4. Seluruh staf Dosen dan Karyawan yang bertugas di Jurusan Teknik Kelautan ITS.

5. Bapak, Ibu, Kakek, Nenek tercinta yang dengan tidak bosan-bosannya memberikan dorongan semangat dan doa demi terselenggaranya Tugas Akhir ini.

6. "*Septin Dian Puspasari*" atas pengertiannya selama ini.

7. Rekan-rekan Seangkatan L'95 : Ewok, Rafiq, Wir, Kunam, Kojar, Iyo', Rahman (IMMS), Andhika, Joe & Susi, para penunggu Blok T_78, Umar, Azhar (WSM), Hercules dan semuanya.
8. Kingkong, Karjo, Ipul, Eko, Kamid, Setan, Bakhrudin, Gonip, Sayang, Bagus Jancuk, Arab, Daryono dari Angkatan '94 dan seluruh mahasiswa Jurusan Teknik Kelautan yang selalu memberi keceriaan dan kecerahan suasana selama menjalani studi di Teknik Kelautan ITS.
9. Seluruh staf dan karyawan C.V. PUTRA TUNGGA yang telah memberi bantuan material walaupun tanpa sengaja.
10. Rekan-rekan Koesroe Off-Road dan FOBiA Band yang memberikan kesenangan disaat terserang stress.
11. *Hardtop*-ku tercinta yang selalu menemani kemanapun aku melangkah.

DAFTAR ISI

	Halaman
Halaman Judul	i
Lembar Pengesahan	ii
Abstrak	iii
Kata Pengantar	iv
Ucapan Terima Kasih	vi
Daftar Isi	viii
Daftar Gambar	xi
Daftar Tabel	xii
Daftar Grafik	xiii
BAB I PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	I-1
1.2. Perumusan Masalah	I-3
1.3. Batasan Masalah	I-3
1.4. Tujuan	I-4
BAB II DASAR TEORI	
2.1. Buckling	II-1
2.1.1. Buckling Kolom Lururs Akibat Beban Axial	II-2
2.1.2. Buckling Kolom Lurus Akibat Torsi	II-8
2.1.3. Jenis-Jenis Buckling	II-10
2.2. Pembebanan Saat Pengeboran	II-11
2.2.1. Beban Tarik	II-12
2.2.2. Beban Puntir	II-13
2.2.3. Beban Drag	II-15
2.3. Directional Drilling	II-18
2.3.1. Pengertian & Prinsip Kerja	II-18
2.3.2. Bottom Hole Assembly (BHA)	II-19
2.3.3. Effective Hole Diameter (EHD)	II-21
2.3.4. Metode Titik Survey	II-22

2.3.5. Metode Radius of Curvature	II-22
2.4. Perhitungan Defleksi Maximum Drill Pipe	II-23
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	
3.1. Study Literatur	III-1
3.2. Peralatan Directional Drilling	III-2
3.2.1. Drill Collar	III-2
3.2.2. Heavy Weight Drill Pipe	III-4
3.2.3. Kellys	III-6
3.2.4. Stabilizer	III-8
3.3. Langkah-langkah Dalam Melakukan Tugas Akhir	III-10
3.3.1. Pengambilan Data lapangan	III-10
3.3.2. Perhitungan Pembebanan Yang terjadi	III-10
3.3.3. Perhitungan Beban Buckling	III-11
3.3.4. Perhitungan jarak Aman Antar Stabilizer	III-11
3.3.5. Penggunaan Software MSC Nastran	III-11
3.4. Sistematika Penulisan	III-13
BAB IV PERHITUNGAN BEBAN PENGEBORAN	
4.1. Data Lapangan	IV-1
4.2. Perhitungan Panjang Lintasan Pengeboran	IV-3
4.2.1. Perhitungan Panjang Lintasan Lurus	IV-3
4.2.2. Perhitungan Radius of Curvature	IV-3
4.2.3. Perhitungan Panjang Lintasan Miring	IV-3
4.3. Perhitungan Panjang Efektif Dalam Kasus Buckling	IV-4
4.4. Perhitungan Beban Buckling	IV-5
4.5. Perhitungan Beban Kritis	IV-7
4.6. Perhitungan Beban Puntiran	IV-7
4.7. Perhitungan Beban Drag	IV-8
4.8. Perhitungan Beban Tension	IV-9
4.9. Analisa Kondisi Lapangan Saat Pengeboran	IV-10
4.10. Perhitungan Defleksi Drill Pipe	IV-15
4.11. Perbandingan Hasil Perhitungan & Hasil Running Nastran	IV-18
4.12. Pemodelan dengan MSC NASTRAN 4.0.	IV-20

BAB V KESIMPULAN & SARAN

5.1. Kesimpulan

V-1

5.2. Saran

V-2

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR LAMPIRAN

Denah Lokasi Pengeboran

Laporan Harian Pengeboran

Pemodelan dan Analisa dari Software MSC-Nastran

Data Peralatan Pengeboran

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Kolom dengan beban P sepanjang L	II-3
Gambar 2.2. <i>Directional Drilling</i>	II-18
Gambar 2.3. <i>Bottom Hole Assembly</i>	II-20
Gambar 2.4. <i>Effective Hole Diameter</i>	II-21
Gambar 2.5. Pembebanan <i>Drill Pipe</i>	II-23
Gambar 3.1. <i>Drill Collar</i>	III-3
Gambar 3.2. <i>Directional Drill Pipe</i>	III-5
Gambar 3.3. <i>Kellys</i> Bujur Sangkar	III-7
Gambar 3.4. <i>Kellys</i> Hexagonal	III-7
Gambar 3.5. Pemasangan <i>Sleeve Stabilizer</i>	III-9
Gambar 3.6. <i>Sleeve Stabilizer</i>	III-9
Gambar 3.7. <i>Integral Blade Stabilizer</i>	III-9
Gambar 3.8. Dimensi <i>Integral Blade Stabilizer</i>	III-9
Gambar 3.9. <i>Flow Chart</i> Tugas Akhir	III-12
Gambar 4.1. Lintasan <i>Directional Drilling</i>	IV-2
Gambar 4.2. Pembuatan Geometri dalam MSC NASTRAN	IV-20
Gambar 4.3. Input material yang dipakai dalam <i>drill pipe</i>	IV-20
Gambar 4.4. Input <i>Property Drill Pipe</i>	IV-21
Gambar 4.5. Model pembebanan dalam MSC NASTRAN	IV-21
Gambar 4.6. Input <i>constraint</i> pada model	IV-22
Gambar 4.7. Analysis Control pada MSC NASTRAN	IV-22

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 4.1. Laporan Harian Pengeboran	IV-11
Tabel 4.2. Hasil Perhitungan dengan MSC NASTRAN	IV-12
Tabel 4.3. Perhitungan Defleksi Maksimum dengan Rumus	IV-15
Tabel 4.4. Defleksi Drill Pipe dgn Panjang 200 m	IV-16
Tabel 4.5. Perbandingan Perhitungan & Running Nastran	IV-18
Tabel 4.6. Tabel Faktor Koreksi	IV-19

DAFTAR GRAFIK

	Halaman
Grafik 4.1. Defleksi Terhadap Beban Axial	IV-13
Grafik 4.2. Beban Drag terhadap Berat Pipa	IV-13
Grafik 4.3. Defleksi Pipa Hasil Analisa	IV-16
Grafik 4.4. Defleksi Pipa di Lapangan	IV-17
Grafik 4.5. Perbandingan Defleksi Drill Pipe	IV-17
Grafik 4.6. Perbandingan Perhitungan & Running Nastran	IV-19

BAB I



Do what ever you want to do, as long as that is the best for you.

PENDAHULUAN

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Buckling merupakan masalah yang paling besar yang dihadapi pada saat diadakannya pengeboran. *Buckling* akan dengan mudah terjadi apabila suatu struktur yang panjang diberi beban yang besar, namun hal itu tidak terlepas dari peranan material struktur yang dipakai. Pengeboran dengan menggunakan rangkaian *drill pipe* dengan cara *directional drilling* adalah pekerjaan yang rawan akan *buckling*, dalam pengertian akan mudah terjadi *buckling* apabila jarak antar *stabilizer / buckling arrester* yang dipakai terlalu panjang atau jumlah *stabilizer* yang dipasang terlalu sedikit.

Pada pengeboran yang dilakukan dengan menggunakan cara vertikal, *buckling* hampir bisa dikatakan sangat sedikit terjadi. Sedangkan *buckling* yang terjadi didalam pengeboran yang dilakukan secara *directional* akan mengakibatkan bergeseknya *drill pipe* dengan *casingnya*, sebab apabila *drill pipe* tersebut patah, untuk mengangkatnya kembali ke permukaan perlu waktu yang cukup lama, perlu biaya, dan bahkan ada yang ditinggalkan begitu saja dengan mencari tempat yang lain untuk dilakukan pengeboran. Sedangkan apabila jarak *stabilizer / buckling arrester* yang dipasang terlalu banyak, maka akan mengakibatkan kerugian biaya, kerugian energi sebab gesekan yang ada akan menjadi lebih besar, dan yang pasti faktor kesulitan pembuatannya akan

meningkat. Untuk itulah perhitungan yang tepat diperlukan untuk meningkatkan efisiensi kerja dan biaya.

Pengeboran guna mendapatkan minyak adalah suatu pekerjaan yang sangat kompleks. Ada banyak hal yang tersangkut dalam proses pengeboran minyak bumi. Hal yang paling penting dan menyangkut semua proses yang ada dalam pekerjaan pengeboran adalah *Optimalisasi*. Sebab jika kita tidak mengoptimalkan semua yang ada dalam proses pengeboran maka akan banyak kerugian yang bisa terjadi. Kita bisa saja memasang suatu struktur untuk pengeboran yang sangat kuat dan tahan lama, tapi jika perhitungan yang dilakukan tidak mengindahkan optimalisasi maka akan terjadi *over design* yang tentu saja akan merugikan dalam hal biaya.

Drill pipe merupakan salah satu struktur yang digunakan dalam pekerjaan pengeboran. Salah satu masalah yang banyak terjadi pada *drill pipe* ini adalah terjadinya *buckling*. Apabila *buckling* yang terjadi pada *drill pipe* ini sangat besar maka kerugian yang timbul akan sangat banyak seperti telah disebutkan. Untuk mengatasi *buckling* ini biasanya digunakan *stabilizer* yang tujuannya untuk menjaga jarak antara *drill collar* dan *casingnya*. Kita bisa saja menggunakan *stabilizer* yang banyak untuk menanggulangi terjadinya *buckling* pada *drill pipe*, namun hal itu akan menyebabkan timbulnya gesekan yang lebih besar dan akibatnya dibutuhkan tenaga yang lebih besar pula untuk memutar *drill pipe*.

Perhitungan yang akan dilakukan dalam tugas akhir ini adalah untuk menentukan jarak yang tepat antar *stabilizer* agar tidak terjadi *buckling* namun juga meminimalkan gesekan yang terjadi. Sebab banyak terjadi kasus putusnya *drill pipe* yang dapat menggagalkan operasi pengeboran yang dilakukan, atau

memperlambat prosesnya sebab akan memakan waktu dan biaya yang banyak untuk mengambil kembali *drill pipe* yang putus.

Pada *BHA* (*Bottom Hole Assembly*) biasanya digunakan *stabilizer* dengan jumlah tertentu untuk mendapatkan *EHD* (*Effektive Hole Diameter*). Pemasangan *stabilizer* ini dimaksudkan untuk mengurangi pengaruh goyangnya *bit* ketika dilakukan pengeboran, sehingga pada *BHA* didapatkan putaran yang stabil dan menghindari terjadinya getaran yang akan mengakibatkan cepat rusaknya rangkaian *drill pipe*.

1.2. Perumusan Masalah

1. Sampai berapa jarak maksimal untuk pemasangan *stabilizer* pada *BHA*, tanpa menimbulkan gejala *buckling*.
2. Pemodelan *drill pipe* dengan menggunakan *software* Nastran yang akan dianalisa dengan analisa jenis *buckling* yang tersedia pada *software* tersebut.
3. Membandingkan hasil *running software* Nastran dengan hasil perhitungan yang dilakukan.

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah yang dipakai dalam analisa tugas akhir ini adalah :

1. Sistem pipa *drilling* yang akan dianalisa adalah sistem pipa *drilling* yang digunakan untuk pengeboran di Lokasi Kedung Tuban, sumur (KTB-A) milik Pertamina Operasi EP Cepu.

2. Proses pengeboran yang digunakan adalah jenis pengeboran *directional (Directional Drilling)*.
3. Teori yang digunakan adalah teori *Elastical Buckling* dari kolom lurus yang ramping.
4. *Drill pipe* dianggap bekerja tanpa beban hidrodinamis akibat lumpur pengeboran.
5. Perhitungan *buckling* juga dilakukan dengan menggunakan *Software MSC Nastran 4.0*.
6. Perhitungan yang dilakukan adalah dengan mengasumsikan bahwa *stabilizer* bertumpu pada *casingnya* dan tidak bertumpu pada tanah.
7. Perhitungan yang dilakukan hanya tentang masalah teknis saja dan tidak memperhitungkan masalah biaya, kekuatan pompa lumpur, kekuatan crane penarik *drill pipe* dan formasi tanah.

1.4. Tujuan

Tujuan utama dari penulisan Tugas Akhir ini adalah menghasilkan jarak efektif yang aman bagi *drill pipe* untuk dipasang *stabilizer* yang berfungsi sebagai *buckling aresster* agar *drill pipe* tidak mengalami *buckling* akibat beban *axial* yang diberikan pada proses *directional drilling* lapangan.

BAB II



If you want to try something, don't ever think about failure.

DASAR TEORI

BAB II

DASAR TEORI

2.1. *Buckling*

Parameter utama yang digunakan dalam menentukan terjadi atau tidaknya *buckling* dalam hal ini adalah dengan menggunakan *P Critis*. Apabila beban yang diterima pipa bor baik secara *Axial* ditambah *Torsional* tidak melebihi beban yang sudah ditentukan (*P Critis*), maka sudah tentu pipa bor yang akan dianalisa tersebut tidak akan mengalami *buckling*. Selain itu pada pembebanan yang terjadi pada *directional drilling* ada juga yang berpengaruh yaitu berat pipa bor itu sendiri yang dinyatakan dengan *Weight On Bit* (WOB)(Bleich,1952).

Terdapat dua jenis tipe terjadinya *buckling* dimana kedua tipe tergantung pada besarnya rasio silinder efektif (SR) & rasio silinder kolom (Cc)(Bleich,1952)

Rasio silinder kolom (Cc) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan :

$$Cc = \pi \left(\frac{2E}{F_y} \right)^{0.5} \dots\dots\dots(2.1)$$

Untuk perhitungan *silinderness ratio* (Rasio Kerampingan)

$$SR = \frac{KL_e}{r} \dots\dots\dots(2.2)$$

$$r = \left(\frac{I}{A_s} \right)^{0.5} \dots\dots\dots(2.3)$$

$$I = \frac{\pi(OD^4 - ID^4)}{32} \dots\dots\dots(2.4)$$

$$A_s = \frac{\pi(OD^2 - ID^2)}{4} \dots\dots\dots(2.5)$$

Dimana :

OD : *Outside Diameter* (in)

ID : *Inside Diameter* (in)

E : Modulus Elastisitas (psi)

Fy : Tegangan yield pipa (psi)

r : Jari-jari girasi (in)

I : Momen inersia (in⁴)

A_s : Luas penampang pipa (in²)

L_e : Panjang pipa (panjang effektive pipa) (in)

K : Faktor panjang efektif yang tergantung pada pengeang ujung dimana :

K = 1,0 untuk kedua ujung sendi tidak bergerak lateral.





K = 0,5 untuk ujung jepit

K = 0,7 untuk ujung sendi dan jepit

K = 2,0 untuk ujung jepit ujung lain bebas.

2.1.1. Buckling elastis pada kolom lurus akibat beban axial.

Tinjauan yang akan dibahas adalah tentang kolom elastis dengan *cross section area* yang konstan, dan lurus dengan sempurna. Kolom tersebut diberikan gaya sebesar *P* yang dikenakan di *natural axis* dari pipa tersebut. Gaya yang bekerja secara transversal yang dihasilkan oleh *P* akan menghasilkan momen *m_x* pada point *x*, secara lebih jelasnya akan digambarkan seperti berikut ini (Bleich,1952)

$F_{cr} = \frac{C\pi^2 EI}{L^2}$			
$C = \frac{1}{4}$	$C = 1$	$C = 2$	$C = 4$
			

Gambar 2.1. Kolom dengan tumpuan berbeda (Source Stevens, 1987)

Maka total bending momen yang didapat adalah

$$M_z = P_y + m_z \dots\dots\dots(2.6)$$

Dengan mengasumsikan bahwa terjadi sedikit lendutan y , maka persamaan diferensial dari curva elastik kolom yang terdefleksi adalah

$$EI \frac{\partial^2 y}{\partial^2 x} + Py + m_x = 0 \dots\dots\dots(2.7)$$

Maka didapatkan suatu dasar teori dimana kasusnya adalah kolom yang bebas berotasi pada ujung-ujungnya. Dan m_x disebabkan oleh beban transversal terpusat Q yang bekerja pada kolom, dengan catatan

$$m_x = \frac{Q_x}{2} \dots\dots\dots(2.8)$$

$$\alpha = \sqrt{P/EI} \dots\dots\dots(2.9)$$

persamaannya adalah :

$$y = \frac{m_x}{P} \left(\frac{\sin \alpha x}{\alpha x \cos \frac{\alpha l}{2}} - 1 \right) \dots\dots\dots(2.10)$$

Persamaan (2.7) dapat diselesaikan dengan menurunkan persamaan (2.6) selama momen pengganggu m_x tidak sama dengan 0. Untuk P yang bernilai kecil, nilai faktor $\cos(\alpha l/2)$ pada persamaan (2.7) hanya sedikit berbeda dari keadaan semula, tetapi untuk P yang meningkat maka nilai dari $(\alpha l/2)$ akan mendekati nilai $\pi/2$. Sehingga nilai y akan meningkat sampai nilai αl mendekati nilai π , hal ini akan meningkatkan ambang batas. Kolom tersebut lama-lama akan mengalami *buckling*.

Dengan $\alpha l = l\sqrt{P/EI} = \pi$ maka persamaan Euler untuk batasan kritis P_e untuk beban *buckling* adalah :

$$P_E = \frac{\pi^2 EI}{l^2} \dots\dots\dots (2.11)$$

Untuk kasus dimana momen pengganggu hilang, $m_x = 0$ maka persamaan (2.6) akan menurunkan sehingga nilai y adalah sama dengan 0 untuk semua nilai P . Kolom akan selalu dalam keadaan lurus. Disamping penyelesaian yang biasa, ada sistem yang disebut penyelesaian karakteristik.

$$y = C \sin n \frac{\pi x}{l} \dots\dots\dots (2.12)$$

termasuk ke dalam nilai karakteristik dari $P = n^2 \pi^2 EI / l^2$, dimana n adalah integer dan C adalah konstan. Dari persamaan tersebut ,nilai yang paling kecil didapat dengan nilai $n = 1$, $P = P_E$ dan penyelesaian $P = 0$. Dengan hilangnya momen pengganggu maka kolom akan dalam keadaan lurus pada semua nilai dimana $P < P_E$, Sedangkan ketika nilai $P = P_E$ maka kolom akan bengkok membentuk kurva sinusoidal dengan amplitudo adalah C . Sehingga persamaan

Euler dapat didefinisikan sebagai beban yang paling kecil yang dapat menjaga kolom tetap membentuk tekukan yang sedikit.

Untuk struktur yang terbeban secara terpusat akan mempunyai perilaku seperti di bawah ini :

- Jika kolom menderita beban axial sebesar P yang lebih kecil daripada beban kritis P_E , maka kolom tersebut akan selalu lurus.
- Jika ditambahkan momen pengganggu m_x , maka struktur tersebut akan melengkung dan persamaan lengkungannya diberikan pada persamaan (2.7).
- Jika momen m_x dihilangkan, maka kolom akan kembali lagi ke posisi lurus.
- *External force* dan *Internal force* dianggap dalam keadaan setimbang.
- Jika beban transversal dihilangkan, adanya lendutan, beban P sama dengan P_E , sedikit momen pengganggu akan cukup untuk menyebabkan lendutan yang cukup besar dari kolom, dimana lendutan ini tidak akan kembali ke keadaan semula meskipun momen pengganggu sudah dihilangkan.

Persamaan-persamaan yang digunakan diatas adalah persamaan yang digunakan untuk mendekati nilai yang sebenarnya, untuk mendapatkan nilai yang benar kita dapat melakukan dengan menggunakan persamaan-persamaan di bawah ini.

Persamaan untuk kurva elastis adalah :

$$\frac{EI}{\rho} = -M_x \dots \dots \dots (2.13)$$

dimana ρ adalah radius kurva yang mengalami gangguan axis dari kolom, dan nilai y_m untuk lendutan di tengah tengah kolom tanpa beban *transversal* adalah :

$$y_m = \frac{2l}{\pi} \sqrt{\frac{P_E}{P}} \left(\sqrt{\frac{P}{P_R}} - 1 \right) \dots \dots \dots (2.14)$$

Untuk nilai $P > P_E$, maka nilai dari y_m adalah imajiner, sehingga tidak ada defleksi yang sebenarnya, dan kolom akan tetap dalam kondisi lurus. Ketika $P = P_E$, maka $y_m = 0$, dan kolom sama sekali tidak akan mengalami gangguan. Hanya jika dalam keadaan $P > P_E$ akan terjadi lendutan yang dapat diukur besarnya. Maka dengan meningkatnya nilai P mendekati P_E akan ada sebab yang mengakibatkan terjadinya *defleksi*. Meskipun nilai P_E hanya sedikit, *defleksi* akan membahayakan struktur tersebut.

Dari pernyataan-pernyataan diatas dapat disimpulkan bahwa pada saat $P = P_E$ maka kondisi ini adalah kondisi dimana kolom tersebut masih dalam keadaan lurus, namun sedikit saja diberikan momen pengganggu pada kolom tersebut akan dapat mengakibatkan lendutan yang besar, atau dengan kata lain setelah nilai bari beban *buckling* Euler dicapai, perilaku dari kolom menjadi tidak menentu, atau secara *extreme* dapat dikatakan sedikit gangguan pada struktur ini dapat mengakibatkan kegagalan dari struktur tersebut (Popov,1991).

Selanjutnya kita lebih menitik beratkan untuk menghitung nilai P_E (beban kritis) pada saat perilaku dari kolom tersebut berubah. Untuk lebih detailnya, kita menentukan kondisi awal terjadinya *buckling* tetapi tidak mengindahkan kejadian buklingnya sendiri. Hal ini dilakukan untuk mempermudah analisa yang dilakukan untuk sebuah kolom yang dapat mengalami kegagalan. Sehingga kita

dapat menggunakan persamaan dasar dari persamaan differensial untuk menghitung nilai-nilai yang kecil dari *defleksi* (y).

$$EI \frac{\partial^2 y}{\partial x^2} + P_y = 0 \dots\dots\dots (2.15)$$

Ketika beban kritis sudah tercapai, akan terjadi 2 kemungkinan posisi yang dapat terjadi menimpa struktur ini, yaitu :

1. Bentuk lurus
2. Keadaan dimana terjadi defleksi yang nilainya kecil sekali (*infinitesimally*)

2 keadaan diatas tersebut dapat kita sebut sebagai keadaan instabilitas.

Dengan menggunakan persamaan (2.11) yang dibagi dengan daerah cross-sectional dan mengganti momen inertia I dengan Ar^2 , r adalah jari-jari girasi maka persamaannya menjadi :

$$\frac{P_E}{A} = \frac{\pi^2 E}{\left(\frac{l}{r}\right)^2} \dots\dots\dots (2.16)$$

dimana l/r adalah *slinderness ratio* (rasio kerampingan)

Persamaan (2.16) hanya berlaku jika :

1. Modulus elastisitas (E) tidak berubah nilainya seperti sebelum terjadi *buckling*.
2. Hanya berlaku selama P_E/A berada dibawah batas elastis bahan tersebut pada kurva stress – strain.
3. Kondisi batas harus berada pada batas-batas elastis dari *buckling* dan batas *validitas* dari persamaan ini juga tergantung pada slinderness

ratio dibawah rasio batas yang tergantung dari properti material dari kolom tersebut.

Persamaan (2.16) dapat dituliskan menjadi bentuk umum dengan menggunakan simbol σ_c (*critical stress*) untuk P_c/A dimana (P_c adalah beban kritis atau beban *buckling*).

$$\sigma_c = \frac{\pi^2 E}{(kl/r)^2} \dots\dots\dots(2.17)$$

dimana k adalah faktor dimensional yang diindikasikan dengan pengaruh kondisi akhir sampai beban kritis kl disebut juga panjang efektif atau panjang dari ujung ke ujung.

2.1.2. Buckling pada kolom akibat puntiran

Sebelumnya perlu diketahui bahwa buckling yang diakibatkan puntiran ini mungkin lebih kecil jika dibanding dengan beban kritis yang diprediksikan dengan menggunakan persamaan Euler seperti yang telah dibahas sebelumnya. Namun hal ini perlu dipertimbangkan karena pada drill pipe, selain diberi beban secara axial struktur tersebut juga mengalami beban secara *torsional* untuk keperluan memutar *drill bit* pada saat melakukan penetrasi.

Pada kasus elastis dimana tegangan berbanding lurus dengan regangan maka tegangan akan berubah secara linear dari sumbu pusat batang melingkar. Tegangan yang disebabkan oleh penyimpangan-penyimpangan yang disebutkan diatas adalah tegangan geser yang terletak pada bidang yang sejajar dengan irisan yang diambil tegak lurus terhadap sumbu batang. Tegangan geser maksimum

akan terjadi pada titik-titik terjauh dari pusat (c) dan dinyatakan dengan τ_{\max} . Dan untuk titik-titik yang berjarak ρ dari pusat maka tegangan gesernya adalah $(\rho/c)\tau_{\max}$. Maka pada irisan tertentu, τ_{\max} dan c adalah konstan, maka hubungannya dapat ditulis sebagai berikut (Dawson, 1984).

$$T = \frac{\tau_{\max}}{c} \int \rho^2 dA \dots\dots\dots (2.18)$$

Sedangkan $\int \rho^2 dA$ adalah nilai dari *momen inersia polar* (I_p). Untuk penampang berbentuk lingkaran $dA = 2\pi\rho d\rho$, dimana $2\pi\rho$ adalah keliling dari lingkaran dengan radius ρ dan lebar $d\rho$. Jadi momen inersia polar adalah :

$$I_p = \int \rho^2 dA = \int_0^c 2\pi\rho^3 d\rho = 2\pi \left[\frac{\rho^4}{4} \right]_0^c = \frac{\pi c^4}{2} = \frac{\pi d^4}{32} \dots\dots (2.19)$$

dimana : d = diameter lingkaran

I_p = momen inersia polar

Dengan menggunakan I_p dari luas lingkaran, maka dari persamaan (2.18) dapat ditulis menjadi

$$\tau_{\max} = \frac{T_c}{I_p} \dots\dots\dots (2.20)$$

Sedangkan apabila yang ditinjau adalah sebuah tabung yang memiliki 2 buah diameter yaitu diameter dalam dan diameter luar, maka persamaan untuk menyelesaikan masalah puntiran adalah

$$I_p = \int \rho^2 dA = \int_b^c 2\pi\rho^3 d\rho = \frac{\pi c^4}{2} - \frac{\pi b^4}{2} \dots\dots\dots (2.21)$$

dimana : c = diameter luar tabung

b = diameter dalam tabung

dan untuk tabung yang tipis, dimana nilai c hampir sama dengan nilai b , dan $c - b = t$, maka persamaan untuk mencari I_p menjadi sederhana yaitu :

$$I_p \approx 2\pi c^3 t \dots\dots\dots (2.22)$$

yang perlu diperhatikan dalam penggunaan rumus puntiran ini adalah :

1. *Syarat-syarat kesetimbangan* digunakan untuk menerangkan momen puntir dalam atau perlawanan.
2. *Deformasi* diandaikan sedemikian sehingga regangan geser berubah secara linier dari sumbu poros.
3. *Sifat-sifat bahan* dalam bentuk hukum Hooke digunakan untuk menghubungkan pengandaian variasi regangan terhadap tegangan.

2.1.3. Jenis-jenis Buckling

Pada pengeboran dengan menggunakan *drill pipe* terdapat macam-macam *buckling* yang dapat terjadi (Bleich,1952). Tipe-tipe buckling yang dapat terjadi antara lain :

1. Lokal buckling (*Inelastic buckling*)

Pada kasus ini parameter yang membuatnya adalah jika $SR < C_c$, dan beban *maximum* yang terjadi dapat dicari dengan menggunakan persamaan :

$$BL = F_y A_s \left(1 - \frac{(SR)^2}{2(C_c)^2} \right) \dots\dots\dots (2.23)$$

Untuk mengurangi lokal buckling ini, hal-hal yang dapat dilakukan pada proses pengeboran adalah :

- memperkecil diameter pipa
- mengurangi tebal pipa

- mengurangi tegangan yield pipa

2. Major axis buckling (elastical buckling)

Sedangkan major axis buckling dapat terjadi jika $SR > C_c$, pada kejadian ini beban *maximum buckling* dapat dicari dengan menggunakan persamaan :

$$BL = A_s \left(286 \times \frac{10^6}{(SR)^2} \right) \dots\dots\dots (2.24)$$

Untuk mengurangi kejadian ini maka hal-hal yang dapat dilakukan adalah dengan :

- memperpendek panjang pipa
- mengurangi tebal pipa
- memperkecil diameter pipa.

2.2. Pembebanan Saat Pengeboran

Pada saat beroperasi dengan cara *directional drilling* ada beberapa beban yang diterima oleh pipa bor. Beban-bekan itu antara lain (Boivin,1994):

1. Beban karena berat pipa bor itu sendiri.
2. Beban *Tension*.
3. Gesekan pipa dengan tanah.
4. Tekanan saat melakukan penetrasi.
5. Penarikan pipa

Seberapa besar pengaruh beban-bekan tersebut pada struktur pipa bor tergantung pada beberapa hal seperti keadaan struktur yang berada di bawah tanah, kondisi tanah, bentuk lintasan, dan jenis lumpur yang digunakan untuk pelumasan.

2.2.1. Beban Tarik.

Pada saat penarikan pipa bor beban yang paling berpengaruh adalah beban yang disebabkan oleh pipa dibawahnya. Beban tarik ini nominalnya dihitung paling kecil pada pipa yang terbawah kemudian membesar pada pipa yang paling atas. Beban tarik ini harus dihitung dengan cermat karena beban ini pengaruhnya sangat besar untuk menentukan jenis material yang akan digunakan untuk pipa bor, dimana kekuatan tarik dari pipa tersebut harus melebihi batas yang ditentukan pada spesifikasi material itu dengan mempertimbangkan faktor keamanannya. Sebab beban tarik ini juga dapat memberikan pengaruh *buckling* yang besar.

Untuk perhitungan yang lebih akurat, pipa *drilling* tersebut dibagi menjadi bagian-bagian yang tujuannya untuk memudahkan perhitungan yang dilakukan. Untuk memperoleh hasil analisa perhitungan yang lebih akurat maka pembagian menjadi bagian yang banyak akan menghasilkan hasil yang lebih akurat. Untuk perhitungan tension ini, data-data yang diperlukan seperti sudut kemiringan pengeboran, gambaran struktur secara luas, koefisien gesek pipa antara pipa dan dinding lintasannya.

Perhitungan yang dilakukan akan dilakukan secara terpisah pada setiap segmennya. Gaya-gaya yang dihitung itu adalah (Johanscik,1984):

$$Fn = ((PtSin\Delta\phi)^2 + (PSin\Delta\theta + WSin\Delta\phi)^2)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots (2.25)$$

$$Ft = WCos\Delta\phi \pm \mu Fn \dots\dots\dots (2.26)$$

$$\Delta M = \mu Fn r \dots\dots\dots (2.27)$$

dimana :

Fn : Gaya normal (lbf)

F_t : Gaya *tension* pada tiap segmen (lbf)

$\Delta\theta$: Perbedaan sudut arah lintasan

$\Delta\phi$: Perbedaan sudut kemiringan lintasan

W : Berat pipa (lb)

μ : Koefisien gesekan

r : Radius per bagian pipa

Untuk mendapatkan *tension* maksimum yaitu *tension* yang berada pada pipa yang paling atas maka harga kumulatif *tension* yang dihitung dengan persamaan diatas, harus ditambah lagi dengan beban yang tergantung dari permukaan sampai KOP (*Kick Off Point*), yaitu :

$$P_t = D_{kop} W \dots\dots\dots (2.28)$$

Dimana :

D_{kop} : Kedalaman *Kick Off Point* (ft)

2.2.2. Beban Torsi

Fungsi utama dari penentuan beban torsi ini sebenarnya adalah untuk menentukan seberapa besar daya yang dibutuhkan untuk memutar *rotary table* atau *top drive* yang berada di *drilling rig*. Beban torsi ini terjadi akibat putaran pipa drilling yang mengalami perlawanan gaya dari dinding tanah penahannya.

Beban torsional yang ekstrim akan terjadi pada bagian pipa yang paling tipis, pada peralatan penyambung (*tool joint*). Hal ini akan dijadikan batasan untuk mendesain lintasan bor perlu ditambahkan pula kemampuan *rotary table* untuk memutar pipa. Jika beban torsi yang didapat melebihi batas yang diijinkan/batas kekuatan struktur maka pipa bor akan mengalami kegagalan dalam prosesnya.

Perhitungan beban torsi dapat dilakukan dengan menggunakan standart (API RP 7G) :

$$T = \frac{0.0962}{OD} \left(Y^2 - \left(\frac{Te}{A} \right)^2 \right)^{0.5} \dots\dots\dots(2.29)$$

$$I = \frac{\pi}{32} (OD^4 - ID^4) \dots\dots\dots(2.30)$$

Dimana :

T : Torsi minimum pada kondisi tertarik (lb-ft)

I : Momen Inersia Polar (inch⁴)

OD : *Outside Diameter* (inch)

ID : *Inside Diameter* (inch)

Y : *Minimum Yield Strength* (psi)

Te : Beban tarik (lb)

A : Luas permukaan pipa (inch²)

Beban torsi dapat ditentukan dengan menjumlahkan beban torsi yang terjadi di setiap segmen lengkungan. Persamaan yang digunakan dalam menghitung besarnya torsi pada setiap segmen lengkungan adalah (Johanscik,1984) :

- Untuk lubang miring (TSA) :

$$T = \frac{ODWmL\mu}{24} \sin \phi \dots\dots\dots(2.31)$$

- Untuk lubang lurus :

$$TV = \frac{1}{24} ODWmL\mu \dots\dots\dots(2.32)$$

dimana :

T : Torsi pada lintasan lengkung (lb-ft)

TV : Torsi pada lintasan lurus (lb-ft)

L : panjang pipa (ft)

μ : Koefisien gesekan (0.36)

ϕ : sudut kemiringan lintasan (derajat)

Sedangkan untuk menentukan torsi pada bagian pertambahan sudut dapat digunakan persamaan sebagai berikut (Boivin, 1994):

- Untuk WOB $< 0.36 W_m R \alpha$

$$TB = \frac{1}{24} OD W_m R \alpha \mu \dots\dots\dots (2.33)$$

- Untuk WOB $> 0.36 W_m R \alpha$

$$TB = \frac{1}{24} OD W_m R \alpha \mu + \frac{1}{46} OD (WOB - W_m R \alpha \mu) \dots (2.34)$$

Dimana :

WOB : Berat bit (*weight on bit*)

W_m : Berat pipa dalam lumpur (lb-ft)

R : Jari-jari pertambahan sudut (ft)

2.2.3. Beban Drag.

Beban drag akan didapat jika dinding pipa drilling bersentuhan dengan tanah. Beban ini akan dapat di kurangi dengan menambahkan lumpur pengeboran yang berguna untuk melicinkan jalannya drill pipe. Beban ini akan bertambah apabila pipa drilling makin dalam memasuki tanah. Hal ini disebabkan karena dinding pipa yang bersentuhan dengan tanah yang dibor akan makin besar.

Pertambahan beban drag ini akan makin membengkak jika pipa bor sudah memasuki daerah yang memiliki jari-jari kelengkungan. Beban ini sangat merugikan karena akan menambah tahanan pada saat dilakukan puntiran untuk melakukan *penetrasi* dan akan menambah beban pada saat dilakukan *penarikan / hook load*. Karena beban ini maka diperlukan juga tambahan gaya untuk memutar *rotary table*.

Untuk perhitungan beban drag ini diperlukan parameter untuk menentukan batas maksimum beban drag yang diperbolehkan. Parameter yang dimaksudkan adalah kekuatan material pipa, kekuatan peralatan sambungan, dan koefisien drag. Setelah beban drag diperoleh, maka akan dapat digunakan untuk menentukan besarnya gaya di permukaan yang akan digunakan untuk mengangkat dan *penetrasi* pipa. Perhitungan beban drag tersebut dapat dilakukan dengan persamaan seperti di bawah ini (Johanscik,1984).

Untuk lubang miring :

$$D = W_m L \mu \sin \phi \dots\dots\dots (2.35)$$

Untuk lubang lurus :

$$DH = W_m L \mu \dots\dots\dots (2.36)$$

Perhitungan beban drag pada *directional drilling* perlu dilakukan dalam dua *segmen*, yaitu pada saat penarikan dan pada saat penurunan *drill pipe*. Pada segmen penurunan pipa maka pipa yang diturunkan akan menempel pada bagian bawah pipa, dan pada saat dilakukan penarikan pipa maka pipa akan menempel pada lintasan yang di atasnya. Sedangkan beban drag yang dihitung akan merupakan fungsi dari beban *axial* pada pipa di bagian akhir pembentukan sudut (*EOC*). Gaya aksial yang diterima pipa akan sama dengan *WOB* ditambah dengan

beban drag yang menuju ke arah horizontal. Pada bagian *EOC* perhitungan gayanya dilakukan dngan persamaan :

$$FH = DH + WOB \dots \dots \dots (2.37)$$

Sedangkan beban drag pada saat menurunkan adalah :

Jika $FA < 0,25 Wm R \alpha$

$$DB = 0,4 Wm R \alpha \dots \dots \dots (2.38)$$

Jika $FA > 0,25 Wm R \alpha$

$$DB = 0,50 Wm R \alpha + 0,69 FA \dots \dots \dots (2.39)$$

Sedangkan pada saat penarikan pipa adalah :

Jika $FA < 0,85 Wm R \alpha$

$$DB = Wm R \alpha \dots \dots \dots (2.40)$$

Jika $FA > 0,25 Wm R \alpha$

$$DB = 0,25 Wm R \alpha + 0,25 FA \dots \dots \dots (2.41)$$

Dimana :

D : Drag pada lintasan miring (lbf)

DH : Drag pada lintasan lurus (lbf)

DB : Drag pada lintasan pertambahan sudut (lbf)

Wm : Berat dalam lumpur (lb/ft)

L : Panjang pipa yang bersentuhan dengan dinding lintasan (ft)

α : Koef Friksi (=0,36)

ϕ : Sudut kemiringan lintasan (deg)

R : Jari-jari build curve (ft)

FA : Beban kompresi atau tarikan pada EOC (lb)

2.3. Directional Drilling

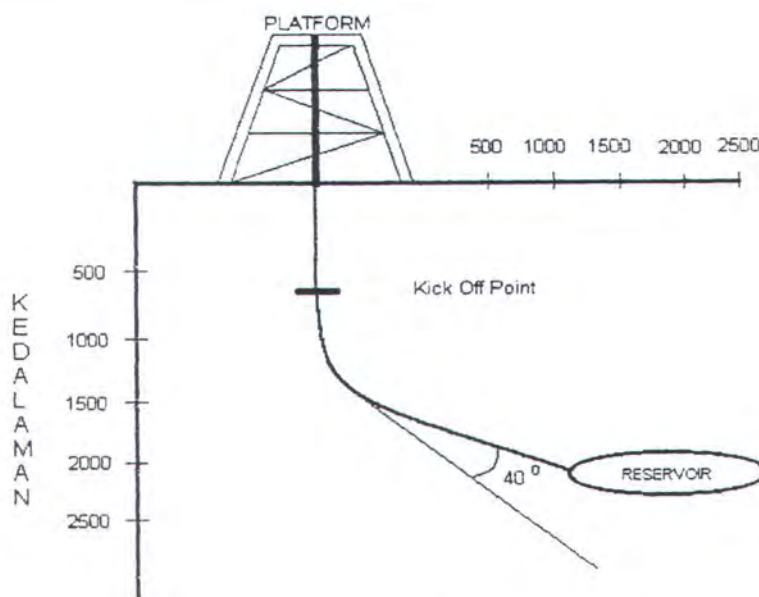
2.3.1. Pengertian dan Prinsip Kerja Directional Drilling

Ada 3 macam jenis pengeboran yang bisa dilakukan untuk mencapai *reservoir* yang sudah ditemukan (CAODC):

1. *Vertical Drilling*
2. *Horizontal Drilling*
3. *Directional Drilling*

Directional drilling adalah pengeboran yang diarahkan menuju titik *reservoir* yang diinginkan. Jadi *reservoir* yang ditemukan tidak terdapat langsung dibawah *platform* yang dibuat. Pada proses ini, desainnya dibagi menjadi 2 bagian.

1. *Vertical Drilling* sampai kedalaman tertentu yaitu KOP (*Kick Off Point*)
2. Pengeboran yang menggunakan pertambahan sudut tertentu (1-3) per 30 meter sampai menuju target yang diinginkan.



Gambar 2.2. Directional Drilling

Prinsip kerja dari directional drilling ini adalah bahwa pengerjaan pengeboran dilakukan pada 2 tempat yaitu pada lokasi sumber dan lokasi tujuan. Pada proses pengeboran vertikal digunakan *rotary table* untuk memutar dan menekan pipa bor, sedangkan untuk pembentukan lubang lintasan bor digunakan cara-cara sebagai berikut :

Sedangkan untuk pelumasan diunakan lumpur pengeboran yang dipompakan ke dalam *casing* untuk mengurangi gesekan dan mengurangi pengaruh kerasnya formasi tanah yang akan dibor.

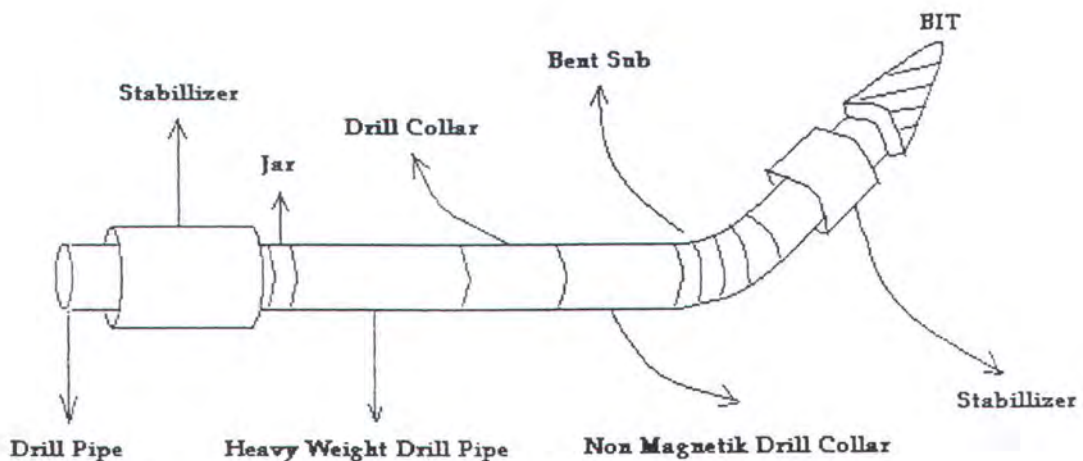
2.3.2. Bottom Hole Assembly (BHA)

Bottom Hole Assembly (BHA) merupakan serangkaian peralatan yang terletak diujung drill pipe yang mempunyai tugas melakukan penetrasi pertama kali ke dalam tanah. Pada Umumnya BHA adalah kombinasi dari peralatan-peralatan pengeboran yang meliputi : *Bit, reamer, Survey Tools, Non Magnetic Drill Collars, Down Hole Motor, Bent Sub, Heavy Weight Drill Pipe, Stabilizer, dan Jar* yang dipasang dengan susunan tertentu dengan mengikuti prinsip-prinsip pendulum dan stabilisasi (CAODC).

Terdapat berbagai susunan dalam peralatan *Bottom Hole Assembly* (BHA) yang digunakan, tergantung pada kondisi lapangan dan sistem pengeborannya. Masing-masing rangkaian BHA ini mempunyai karakteristik yang unik dalam penyusunannya dan pemasangannya tergantung pada desain lubang lintasan yang akan dibuat. Pemilihan peralatan yang akan digunakan pada BHA ini sangat tergantung pada keadaan lubang pengeboran, kondisi tanah, pengalaman dari

driller, dana yang tersedia untuk membeli peralatan pengeboran yang diperlukan dan faktor-faktor lain yang perlu diperhatikan.

Penggunaan perlengkapan-perengkapan pada *BHA* perlu diatur berdasarkan kebutuhan yang ada di lapangan dengan memperhatikan kondisi lapangan yang akan dibor. Untuk pengeboran yang dilakukan dengan cara *directional drilling*, pengaturan juga harus memperhatikan kebutuhan pembelokan arah di lapangan, hal ini biasanya dilakukan dengan cara mengatur kemiringan, arah lintasan, maupun laju pertambahan sudut. Laju pertambahan sudut ini tergantung dari ukuran *drill collar*, berat *bit*, dan kecepatan putaran. Laju pertambahan sudut dapat diatur dengan mengubah jarak antar *stabilizer* dengan *bit* yang dipisahkan oleh *bent sub*. Dengan dilakukannya hal ini maka akan terjadi pengungkitan *BHA* yang akan menambah laju pertambahan sudut.



Gbr 2.3 Bottom Hole Assembly

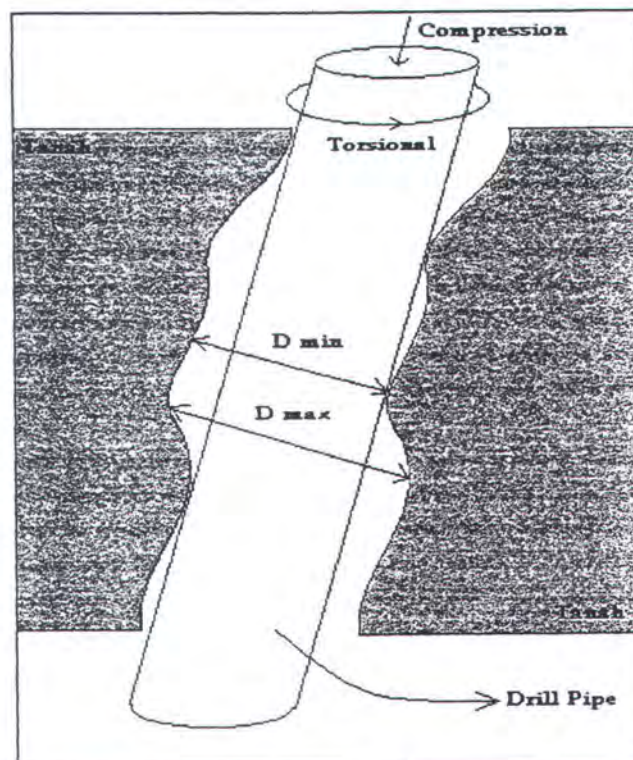


2.3.3. Effective Hole Diameter

Pada saat pengeboran dilakukan suatu kejadian yang perlu diperhatikan adalah perhitungan untuk menentukan (*Effective Hole Diameter*). Pada saat BHA melakukan operasi pengeboran, maka lubang yang dihasilkan oleh bit tidak akan selalu membentuk lubang yang lurus. Pada saat-saat tertentu dimana kondisi tanah sangat tidak seragam maka lubang pengeboran yang dihasilkan akan membentuk kontur yang tidak beraturan. Pada saat terjadi kontur yang sangat tidak beraturan ini diperlukan tambahan stabilizer untuk membuat jadi stabil (CAODC).

Pada keadaan seperti ini maka perhitungan kembali diameter sangat diperlukan, karena diameter yang terbentuk karena putara bit akan bermacam-macam, untuk itulah diperlukan perhitungan *Effective Hole Diameter*.

Penggambaran EHD akan lebih jelas dilakukan seperti di bawah ini :



Gbr 2.4 *Effective Hole Diameter*

2.3.4. Metode Titik Survey

Untuk mendapatkan parameter lubang lintasan yang meliputi : arah, drift, kedalaman sebenarnya dan *dogleg severity* (DLS) diperlukan suatu metode untuk mempermudahnya, salah satunya adalah metode titik survey. Sedangkan data-data yang diperlukan untuk menganalisa kondisi pengeboran meliputi : kedalaman, departure, perubahan dan jumlah dari seluruh perubahan kedalaman tersebut, inklinasi, sudut arah, panjang segmen kelengkungan, dan perubahan koordinat. Data-data yang didapat tersebut digunakan untuk mendeskripsikan lintasan yang terjadi.

Ada 3 jenis metode survey lintasan yang dapat dilakukan pada jenis pengeboran *directional* yaitu (Baker, 1949):

1. Metode Tangensial
2. Metode sudut rata-rata
3. Metode *Radius of Curvature*

Sedangkan metode yang digunakan untuk pengeboran jenis ini adalah jenis metode *Radius of Curvature*.

2.3.5. Metode Radius of Curvature

Metode ini berasumsi bahwa lubang lintasan bor berupa lintasan busur dengan jari-jari kelengkungan tertentu. Dalam metode ini base trayektori bit dianggap sebagai lengkungan, metode ini tidak mudah untuk diterapkan karena perhitungan kompleks dan membutuhkan bantuan komputer.

Perhitungan Metode *Radius Of Curvature* diawali pada KOP hingga sampai ke *Target Reservoir*.

Persamaan yang digunakan adalah (Baker,1949):

Curvature sesuai dengan *Dogleg Severity* pengeboran :

$$a = \frac{\pi T}{18000} \dots\dots\dots(2.42)$$

maka *Radius Of Curvature* diperoleh :

$$R = \frac{1}{a} = \frac{18000}{\pi T} \dots\dots\dots(2.43)$$

Dimana :

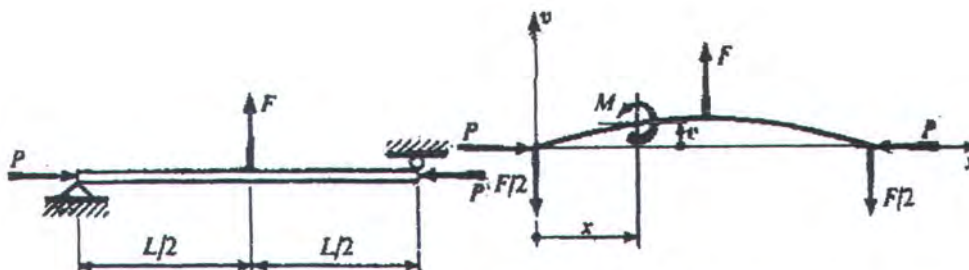
a = Kurva pengeboran, (rad/m)

T = *Dogleg Severity*, (degree/100 m)

R = *Radius of Curvature*, m

2.4. Perhitungan defleksi maximum drill pipe

Untuk mengetahui berapa besarnya lendutan yang dialami oleh *drill pipe* yang disebabkan oleh beban *axial* yang diberikan selama proses pengeboran dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut (Popov,1991).



Gambar 2.5. Gambar Pembebanan Drill Pipe (source Popov,1991)

Syarat-syarat batas untuk membentuk persamaan defleksi adalah sebagai berikut.

$$EIv'' = M - Pv - (F/2)x$$

$$EIv'' + Pv = -(F/2)x$$

Persamaan diferensial yang dipakai adalah :

$$\frac{d^2v}{dx^2} + \lambda^2 v = -\frac{\lambda^2 F}{2P} x \dots\dots\dots(2.44)$$

Dengan membagi ruas kanan dengan $\lambda^2 (\frac{P}{EI})$ penyelesaiannya menjadi

$$v = C_1 \sin \lambda x + C_2 \cos \lambda x - (F/2P)x \dots\dots\dots(2.45)$$

Tetapan C_1 dan C_2 didapat dari syarat batas $v(0)=0$ dan syarat simetri $v'(L/2)=0$ maka :

$$C_2 = 0$$
$$C_1 = F/[2P\lambda \cos(\lambda L/2)]$$

Dengan memasukkan syarat-syarat batas tersebut maka persamaan untuk menentukan defleksi kolom adalah :

$$v = \frac{F}{2P\lambda} \frac{1}{\cos \lambda L/2} \sin \lambda x - \frac{F}{2P} x \dots\dots\dots(2.46)$$

Dengan memasukkan nilai $x = L/2$ karena asumsi defleksi maksimum terjadi di tengah pipa maka persamaan defleksi maksimum adalah :

$$v_{\max} = [F/(2P\lambda)](\tan \lambda L/2 - \lambda L/2) \dots\dots\dots(2.47)$$

- dimana :
- v_{\max} = defleksi maksimum
 - F = gaya berat pipa
 - P = beban axial
 - L = panjang pipa

BAB III



So many choice in this life, but we must do the best one.

METODOLOGI PENELITIAN

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Studi Literatur

Perencanaan dan analisa dilakukan berdasarkan konsep-konsep dasar yang digali dari beberapa referensi dan literatur. Berdasarkan data-data yang diambil dari lokasi pengeboran Kedung Tuban maka perencanaan pemasangan alat tambahan pada *drill pipe* maupun pada *BHA* akan kita mulai dengan menghitung beban maksimum yang mampu diterima oleh struktur tersebut, selanjutnya dilakukan perhitungan beban-beban yang terjadi pada saat pengeboran untuk menentukan tipe *buckling* yang terjadi. Kemudian kita hitung titik-titik kritis yang terjadi pada *drill pipe*. Titik-titik inilah yang nantinya dipasang alat pencegah *buckling* (*Buckling Arrester*) yang tentunya akan disesuaikan dengan data yang ada di lokasi pengeboran KTB-A.

Perhitungan antar jarak pemakaian *Stabilizer* sebelumnya merupakan perkiraan seorang *driller* yang dianggap berpengalaman, jadi pemasangan alat-alat yang digunakan untuk pencegahan *buckling* belum pernah dihitung sebelumnya. Studi literatur ini berguna untuk mempermudah pemikiran tentang apa yang dikerjakan dalam tugas akhir ini, dan akan memperjelas dasar pemikiran dan teori yang digunakan serta akan menerangkan alat-alat pengeboran yang berkaitan dengan tugas akhir ini. Pada pengeboran vertikal, hal ini jarang dilakukan karena pada pengeboran vertikal kejadian *buckling* kemungkinannya sedikit sekali.

3.2. Peralatan Yang Digunakan Pada Directional Drilling.

3.2.1. Drill Collar

Drill Collar yang digunakan pada pengeboran di lokasi KTB-A adalah dengan jenis *alloy steel* dengan menggunakan standart API. Pembuatan *drill collar* dilakukan dengan cara langsung, jadi tanpa sambungan. Hal ini dilakukan untuk menjaga keseragaman elemen-elemen yang ada dalam struktur tersebut.

Pekerjaan yang paling sulit dalam pembuatan *drill collar* ini adalah pada saat perlakuan panas untuk membentuk batang dari *drill collar* tersebut. Perlakuan panas pada pembuatan *drill collar* ini akan menentukan sifat dari material *drill collar* tersebut. Inspeksi dengan menggunakan *ultrasonic inspection* dan inspeksi fisik dari tiap *drill collar* sangat penting untuk dilakukan. Sedangkan pekerjaan yang paling vital dalam pembuatan sebuah *drill collar* adalah pekerjaan untuk meluruskan *drill collar* tersebut. Sedangkan untuk proses pelubangan *drill collar* harus menggunakan mesin bor yang mempunyai ketelitian sangat tinggi terhadap pusat dari lingkaran bor tersebut, sebab jika pelubangan yang dilakukan pusatnya tidak tepat maka akan terjadi gerakan yang tidak seimbang pada saat melakukan operasi pengeboran.

Pembuatan sambungan akhir dilakukan dengan mesin CNC dengan pemotongan bentuk yang konstan. Pembentukan, penghalusan, kedalaman, kedudukan ulir selalu diinspeksi sebelum dan sesudah pengerjaan dengan menggunakan mesin. Hal ini dilakukan dengan menggunakan standart ukuran API dengan tujuan untuk mencapai ketelitian yang tinggi, sebab jika ketelitiannya tidak tinggi maka kekuatan dan umur kelelahan yang diharapkan susah untuk dicapai. Berikut ini adalah gambar dari *drill collar*.



Slick drill collar

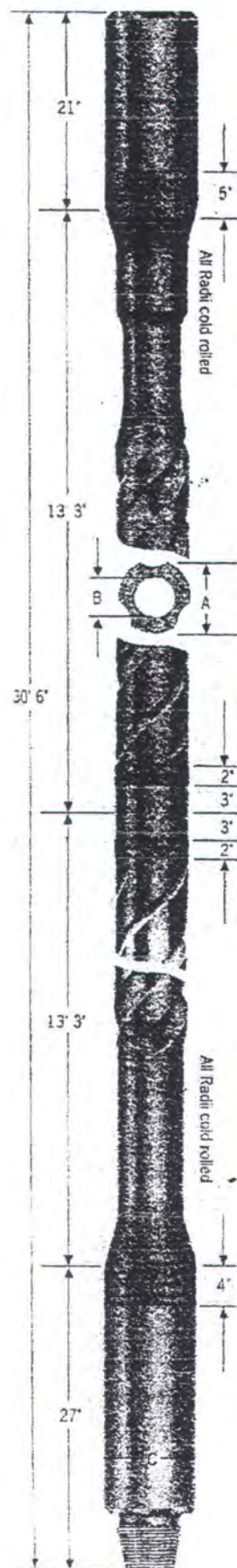
Gambar 3.1. Drill Collar (Source : OMSCODrilling Manual Vol I-III, 1983)

3.2.2. Heavy Weight Drill Pipe

Penggunaan HWDP (*Heavy Weight Drill Pipe*) yang pada *directional drilling* biasanya mempunyai fungsi untuk menambah berat pada proses pengeboran ini. Antara satu dan produk lainnya biasanya dibuat dengan tujuan yang sama. Standart dari HWDP dibuat dengan menggunakan peralatan pengelasan pada setiap ujung pipa berdinding tebal ini. Bentuk potongan dari HWDP yang digunakan untuk proses pengeboran *directional* mempunyai kontur yang memiliki tiga buah cekungan di sisi-sisinya. Design ini dibuat dengan tujuan untuk mendapatkan fleksibilitas yang cukup tinggi pada saat dilakukannya *directional drilling*. Desain ini juga mempunyai sifat yang unik yaitu *flexible* pada daerah tepi dan makin menguat pada daerah tengah. Keuntungan dari bentuk ini adalah :

- Lebih berat pada tiap-tiap sambungan
- Diameter penuh akan mengakibatkan putaran yang lebih lurus
- Lebih baik menahan gejala *sticking*
- Lebih baik dalam proses pembersihan lubang
- Permukaan yang lebih banyak untuk kekedapan dari *B.O.P.*
- Bentuk yang unik dari permukaan dengan tiga cekungan akan mengurangi beban drag.
- Penambahan RPM pada bentuk ini tidak akan menambah torsi tambahan
- Rasio kelengkungan dapat memenuhi semua standart industri yang ada

Berikut ini adalah gambar dari *drill pipe* yang digunakan pada *directional drilling*



Gambar 3.2. Directional Drill Pipe (Source : OMSCO Drilling Manual Vol I-III, 1983)

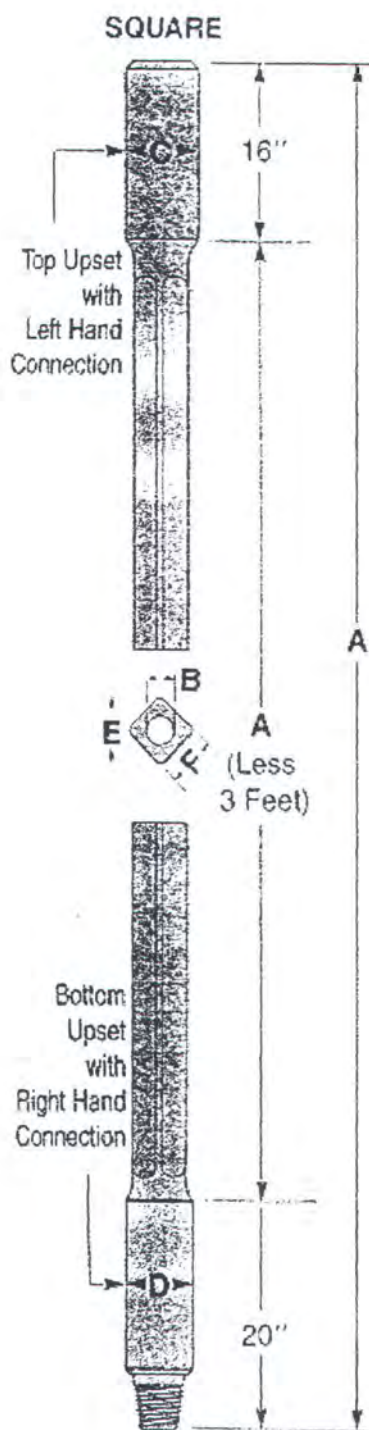
3.2.3. *Kellys*

Semua peralatan yang digunakan pada proses pengeboran mempunyai parameter paling penting dalam pembuatannya yaitu kelurusan dari peralatan tersebut. Dalam pembuatannya, kelurusan dari semua peralatan pengeboran selalu dikontrol baik sebelum maupun sesudah proses pengerjaan material tersebut. Proses-proses pengerjaan *kellys* meliputi proses pembentukan permukaan, pelubangan dengan bentuk lubang yang khusus, kemudian diluruskan lagi, pekerjaannya dilanjutkan dengan proses *finishing* yang dilanjutkan dengan pelurusan kembali. Sedangkan sambungan pada *kellys* dikerjakan dengan menggunakan mesin NC. Setelah pembuatan sambungan maka diperlukan proses pelurusan sekali lagi. Proses berikutnya adalah proses penghalusan proses ini memerlukan ketelitian yang tinggi untuk menghindari pemusatan tegangan. Kedataran dan kehalusan *kellys* distandarisasi dengan menggunakan standart API.

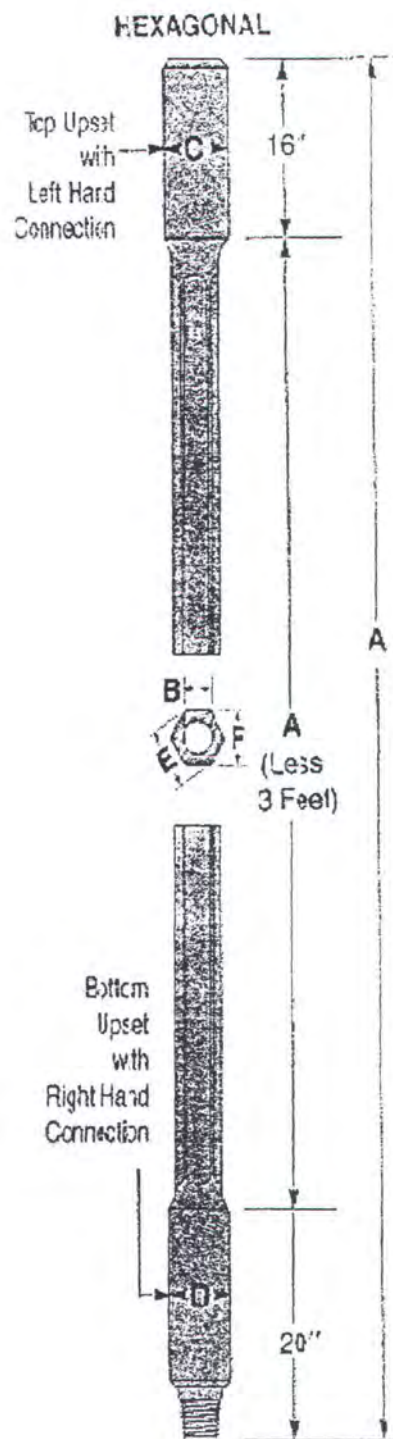
Keunggulan *Kellys* yang diproduksi oleh OMSCO yang dipakai pada pengeboran di KTB-A adalah sebagai berikut :

- Menggunakan kualitas terbaik dengan spesifikasi kualitas besi 4145H yang diberi perlakuan panas seperti *Alloy Steel* dan kekerasan pada tes *brinell* 285-341 dan rata-rata beban benturan minimum adalah 40 ft-lbs.
- Harga kekerasan dan benturan dijamin sampai satu inchi dibawah permukaan
- *Kellys* sudah ditest *ultrasonic* dengan menggunakan standart API pada ujung dan sambungan-sambungannya

Berikut ini adalah gambar *kellys* yang digunakan pada proses pemboran :



Gambar 3.3. Kellys Bujur Sangkar



Gambar 3.4. Kellys Hexagonal

(Source : OMSCO Drilling Manual Vol I-III, 1983)

3.2.4. Stabilizer

Fungsi dari *stabilizer* ini adalah untuk menambah kestabilan dari putaran *drill collar* dan juga dapat berfungsi sebagai penahan *buckling* karena dengan pemasangan *stabilizer* maka panjang efektif akan dapat dikurangi. Hal ini dikarenakan permukaan dari *stabilizer* bersentuhan seluruhnya pada casingnya dan berfungsi sebagai tumpuan.

Ada 2 macam *stabilizer* yang dapat digunakan pada proses pemboran yaitu

- Integral Blade Stabilizer

Jenis ini mempunyai keuntungan yaitu ukurannya yang kompak dan membuat *stabilizer* ini mudah untuk dipasang dan dikirim ke lokasi yang diinginkan. Produk yang digunakan pada proses adalah produk L.O.R. Jenis ini dipilih karena mempunyai ukuran 30% lebih pendek untuk mendapatkan luas permukaan sentuh yang sama dengan produk yang lain. Bentuknya dapat berupa bilah spiral ataupun bilah lurus dan dapat dipasang pada semua jenis pengeboran.

- Sleeve Stabilizer

Jenis *stabilizer* yang ini akan membantu memecahkan masalah penggantian *stabilizer*, sebab mudah untuk instalasinya dan menjaga investasi menjadi minimum. *Stabilizer* ini didesain untuk umur panjang dan ekonomis. Fungsinya juga akan mengurangi beban kritis torsi dan menjadikan putaran rangkaian menjadi lebih *smooth*. Bahan yang digunakan kebanyakan dari logam *non-magnetic*, mudah dibentuk, dan biasanya diberikan unsur tungsten carbide. Pada permukaannya diberi lapisan *Omaloy* dan borium.

Berikut ini akan ditunjukkan gambaran tentang *Integral Blade Stabilizer* dan *Sleeve Stabilizer* :



Gambar 3.5. Pemasangan Sleeve Stabilizer

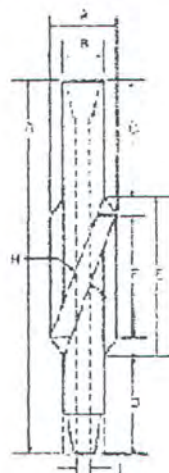


Gambar 3.6. Sleeve Stabilizer



Gambar 3.7. Integral Blade Stabilizer

- A. Hole Size
- B. Maximum Fishing Neck Diameter
- C. Fishing Neck Length
- D. Maximum Tong Space Length
- E. Blade Layout
- F. Minimum Crown Length
- G. Overall Length
- H. Minimum Blade Width
- I. Bore Diameter



Gambar 3.8. Dimensi Integral Blade Stabilizer

(Source : OMSCO Drilling Manual Vol I-III, 1983)

3.3. Langkah-langkah Dalam Melakukan Tugas Akhir

3.3.1. Pengambilan data lapangan

Data lapangan yang didapat diambil di Kantor Pusat Pertamina Operasi Explorasion & Production di Jl Gajah Mada No.1 Cepu dan di Lokasi Pengeborannya di Ladang Kedung Tuban sumur KTB-A. Data-data yang diambil adalah sebagai berikut :

1. Peralatan pengeboran.
2. Beban-beban yang diberikan untuk operasi pengeboran
3. Kedalaman Sumur
4. Data lintasan *directional drilling*
5. Spesifikasi peralatan pengeboran yang digunakan

3.3.2. Perhitungan pembebanan yang terjadi selama operasi pengeboran

Dari data-data yang didapat pada waktu survey data akan dilakukan perhitungan beban yang diterima oleh *drill pipe*. Beban-beban yang dihitung disini adalah beban yang dianggap sangat berpengaruh dalam operasi pengeboran. Beban-beban tersebut adalah sebagai berikut ini :

1. Beban Drag
2. Beban Tension
3. Beban Torsi

Beban ini dihitung dengan menggunakan persamaan-persamaan yang terdapat dalam dasar teori. Perhitungan ini dilakukan untuk mendapatkan hasil yang akan digunakan untuk perhitungan beban maksimum yang dapat mengakibatkan terjadinya *buckling*.

3.3.3. Perhitungan beban buckling dengan API RP 7G

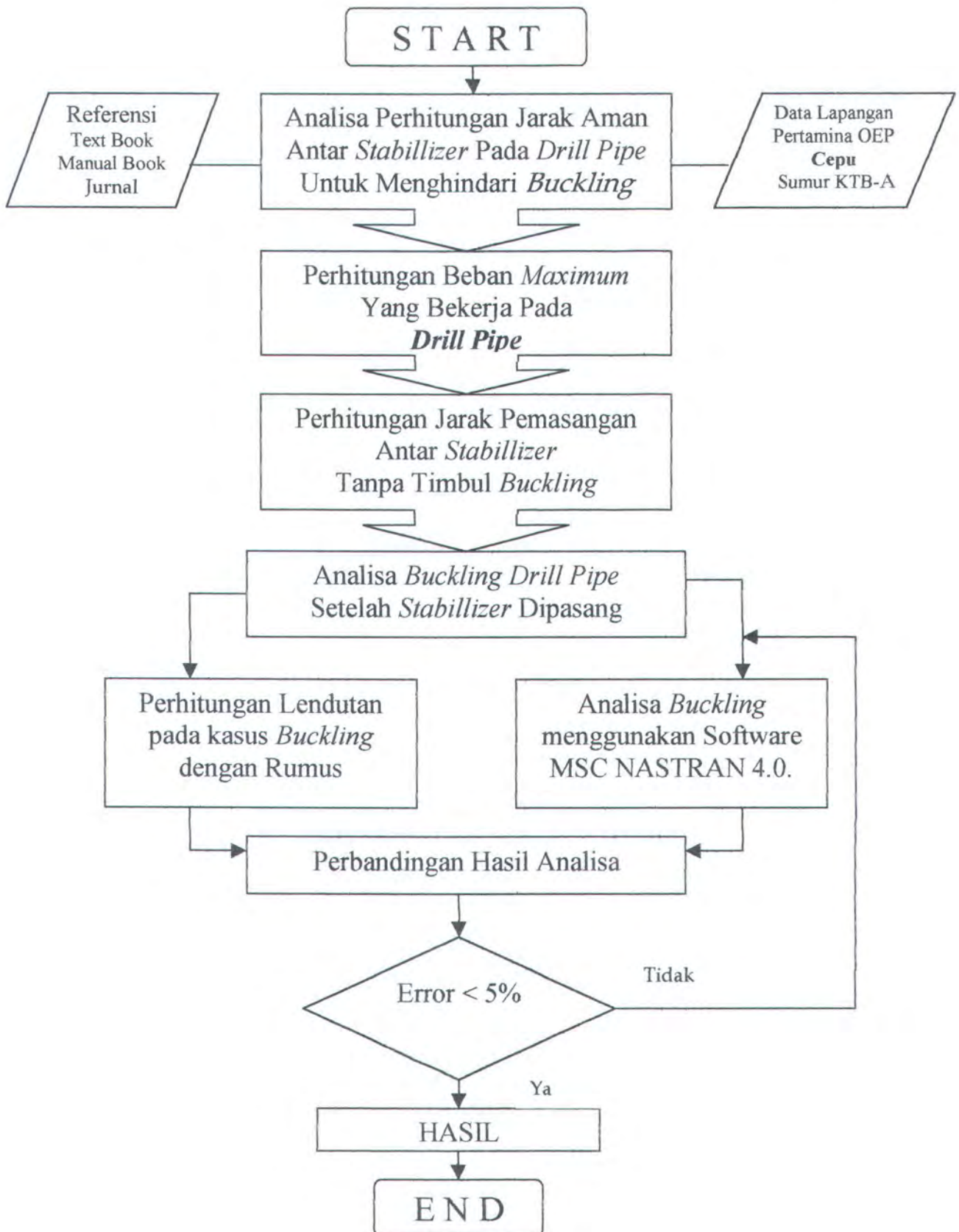
Perhitungan untuk mengetahui beban *buckling* yang dialami oleh struktur pipa bor disini dilakukan dengan menggunakan persamaan-persamaan *buckling* yang ada dalam API RP 7G. Perhitungan ini dilakukan untuk perbandingan dengan hasil yang dihitung dengan menggunakan *software* yang akan dipakai. Dalam penentuan titik rawan yang nantinya akan dipasang *Centralizer* dan *Stabilizer* sebagai pencegah *buckling*, parameter yang digunakan adalah SR (*Effective Slenderness Ratio*) dan Cc (*Column Slenderness Ratio*).

3.3.4. Perhitungan Jarak Aman Antar Stabilizer

Perhitungan ini dilakukan dengan menggunakan rumus yang sudah ada untuk menentukan panjang maksimum suatu struktur yang diberi beban dan mempunyai spesifikasi tertentu. Hasil yang didapatkan ini akan dianalisa dengan menggunakan Software Nastran. Karena pengeboran dilakukan secara *directional* maka panjang maximum struktur dihitung pada beban yang paling besar dan dipakai pada keseluruhan struktur.

3.3.5. Penggunaan Software MSC NASTRAN

Tujuan dari penggunaan *software* ini adalah untuk melakukan analisa *buckling*. Analisa *buckling* ini dilakukan untuk mengetahui apakah dengan panjang yang didapat tersebut dengan beban pengeboran dan material pipa yang dipakai, pipa drilling tidak akan mengalami *buckling*.



Gambar 3.9. Flow Chart Tugas Akhir

3.4. Sistematika Penulisan Tugas Akhir

Sistematika yang digunakan dalam menyusun tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

BAB I PENDAHULUAN

Dalam bab ini dijelaskan tentang latar belakang ditulisnya tugas akhir ini, permasalahan yang akan diselesaikan, tujuan yang ingin dicapai yaitu menyelesaikan permasalahan yang ada, manfaat yang ingin diwujudkan oleh penulis, dan batasan masalah yang berupa asumsi-asumsi.

BAB II DASAR TEORI

Ada beberapa dasar teori yang digunakan oleh penulis untuk menyelesaikan permasalahan-permasalahan yang ada. Dasar teori yang digunakan diantaranya adalah *buckling*, pembebanan pada pipa, *directional drilling*, dasar-dasar metode elemen hingga, serta ketentuan dan peraturan mengenai kriteria kekuatan pipa drilling yang direkomendasikan dalam API-RP 7G.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Dalam bab ini diterangkan tentang bagaimana langkah-langkah yang dilakukan dalam menyusun tugas akhir. Langkah-langkah tersebut dimulai dari pengambilan data, perhitungan-perhitungan manual maupun menggunakan software. Juga diterangkan tentang peralatan yang digunakan dalam proses pengeboran yang dilakukan secara *directional*/diarahkan. Kemudian dituliskan juga tentang sistematika penulisan tugas akhir.

BAB IV ANALISA DAN PERHITUNGAN

Dalam bab ini dilakukan perhitungan untuk menentukan beban-beban yang bekerja pada *drill pipe*, seperti beban drag, beban axial, dan beban puntir. Penentuan panjang efektif dari kolom juga dilakukan dalam bab ini. Hasil dari perhitungan tersebut akan dibandingkan dengan kondisi lapangan yang ada. Kemudian dianalisa apakah hasil perhitungan yang dilakukan membawa hasil yang lebih baik.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini berisi tentang kesimpulan yang diambil dari perhitungan yang dilakukan dan perbandingan antara kondisi yang ada dengan kondisi yang sudah dihitung. Selain itu dalam bab ini juga berisi saran yang berguna untuk penelitian lebih lanjut.

BAB IV



No guts no glory, no brain same story, no money we can work for it.

ANALISA & PERHITUNGAN

BAB IV

ANALISA DAN PERHITUNGAN

4.1. Data Lapangan

Data yang didapat dari sumur KTB-A Pertamina Operasi E.P. Cepu adalah sebagai berikut :

- Tipe pengeboran : *Directional Drilling*

Drill Pipe

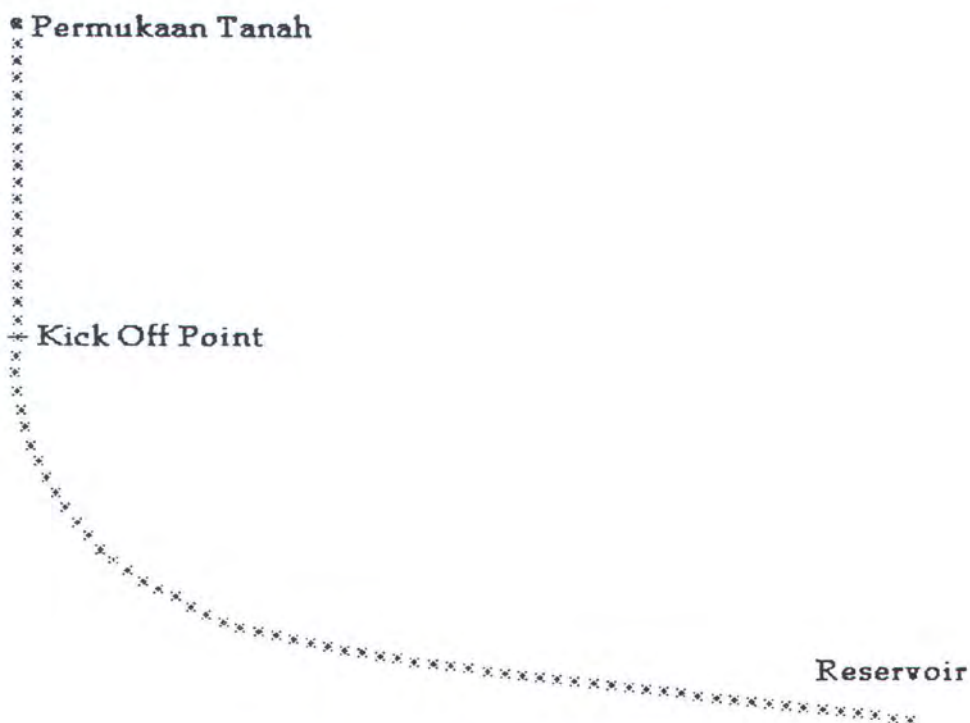
- Material : *Steel Grade E*
- *Outside Diameter* : 5 inch = 0,127 m
- *Inside Diameter* : 3 inch = 0,0762 m
- *Wall Thickness* : 1 inch = 0,0254 m
- *Cross Sectional Area* : $12,566 \text{ inch}^2 = 1,78 \cdot 10^{-4} \text{ m}^4$
- *Center Upset Diameter* : 5,5 inch
- *Yield Strength* : $1,6 \cdot 10^{10} \text{ Pa}$
- *Tensile Yield* : $1,45 \cdot 10^{10} \text{ Pa}$
- *Torsional Yield* : $1 \cdot 10^{10} \text{ Nm}$
- Berat Pipa : 240 N/m
- Panjang Drill Pipe : 9,5 m
- Modulus Elastisitas : $2 \cdot 10^{10} \text{ Pa}$

Tool Joint

- Connection : NC 50
- Size & Type : 4,5 IF
- Outside Diameter : 6,5 inch
- Inside Diameter : 3 inch
- Yield Strength : $110000 \text{ Lb/inch}^2 = 110000 \text{ Psi}$
- Tensile Yield : 1298461 Lb
- Torsional Yield : $52237 \text{ Ft-Lb} = 626844 \text{ in-lb}$
- Modulus Elastisitas : 2.10^{10} Pa

Data Lintasan Pengeboran

Bentuk lintasan pengeboran seperti gambar di bawah ini



Gambar 4.1. Lintasan Directional Drilling

4.2. Perhitungan Panjang Lintasan Pengeboran

4.2.1. Perhitungan Panjang Lintasan Lurus

Panjang lintasan lurus adalah merupakan jarak antara permukaan tanah sampai pada KOP (*Kick of Point*) Panjang pada lokasi pengeboran yang berupa *vertical drilling* ini adalah 950 m

4.2.2. Perhitungan *Radius of Curvature*

Penentuan panjang dari *Radius of Curvature* ini tergantung dari kemiringan dari lintasan pengeboran dan sudut arah lintasan pada pengeboran, apabila $\Delta\theta < \pi$ maka perhitungan *Radius of Curvature* menggunakan parameter *dogleg severity* pengeboran.

Panjang *Radius of Curvature* adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} a &= \frac{\pi T}{18000} \\ &= \frac{3,14.1,65}{18000} \\ &= 2,87.10^{-4} \end{aligned}$$



Maka Panjang dari *Radius of Curvature* adalah:

$$\begin{aligned} R &= \frac{l}{a} = \frac{l}{2,87.10^{-4}} \\ &= 3484,32 \text{ ft} = 1062 \text{ m} \end{aligned}$$

4.2.3. Perhitungan Panjang Lintasan Miring

Perhitungan ini dilakukan pada lintasan setelah *Radius of Curvature*. Perhitungan ini dilakukan dengan data-data yang ada pada lintasan pengeboran yaitu :

- Sudut arah masuk lintasan $= 1^0$
- Sudut arah keluar lintasan $= 10^0$
- Sudut kemiringan lintasan 1 $= 35^0$
- Sudut kemiringan lintasan 2 $= 55^0$
- Jarak titik masuk ke titik keluar ($x_2 - x_1$) $= 306,31\text{m}$
- *Dogleg Severity* $= 1^0/30\text{m}$

Persamaan untuk menghitung panjang lintasan miring adalah :

$$x_2 - x_1 = \left| \frac{(L_2 - L_1)(\cos \Phi_1 - \cos \Phi_2)(\sin \Phi_2 - \sin \Phi_1)}{(\Phi_2 - \Phi_1)(\theta_2 - \theta_1)} \right|$$

$$L_2 - L_1 = \left| \frac{x_2 - x_1 \cdot (\Phi_2 - \Phi_1)(\theta_2 - \theta_1)}{(\cos \Phi_1 - \cos \Phi_2)(\sin \theta_2 - \sin \theta_1)} \right|$$

$$= 1890 \text{ m}$$

4.3. Perhitungan Panjang Efektif dalam Kasus *Buckling*

Untuk menentukan panjang efektif dari pipa pengeboran yang beroperasi pada kondisi seperti di lapangan maka dapat digunakan perhitungan sebagai berikut. Data-data yang diperlukan untuk menentukan panjang efektif ini adalah P_{critis} , Modulus Elastisitas (E) dan Momen Inertia (I).

$$L_{eff}^2 = \frac{\pi^2 EI}{P_{critis}}$$

$$L_{eff}^2 = \frac{3,14^2 \cdot 200000000000 \cdot 1,78 \cdot 10^{-4}}{14000}$$

$$L_{eff}^2 = 2507,155 \text{ m}^2 \quad \text{Sehingga } L_{eff} = 50\text{m}$$

4.4. Perhitungan Beban *Buckling*

Pada saat dilakukan pengeboran maka beban *buckling* harus dihitung untuk memastikan *drill pipe* tersebut akan mengalami *buckling* atau tidak, perhitungan ini juga harus dilakukan untuk menentukan berapa jarak antar *buckling arrester* agar *drill pipe* tersebut tidak mengalami kejadian *buckling*.

- *Slenderness Ratio Kolom (Cc)*

$$Cc = \pi \left(\frac{2E}{F_y} \right)^{0.5}$$

$$Cc = 3,14 \left(\frac{2.20000000000}{1,610^{10}} \right)^{0.5}$$

$$Cc = 15,75$$

- *Slenderness Ratio Effective (SR)*

Inertia Moment :

$$I = \frac{\pi(OD^4 - ID^4)}{4}$$

$$I = \frac{3,14(0.127^4 - 0.0762^4)}{4}$$

$$I = 1.78 \cdot 10^{-4} \text{ m}^4$$

Luas Penampang :

$$As = \pi(OD^2 - ID^2)$$

$$As = 3,14(0.127^2 - 0.0762^2)$$

$$As = 0.03 \text{ m}^2$$

Jari-Jari Girasi :

$$r = \sqrt{\left(\frac{I}{As}\right)}$$

$$r = \sqrt{\left(\frac{1,7810^{-4}}{0,032}\right)}$$

$$r = 0,4$$

Maka *Slenderness Ratio Effective* adalah :

$$SR = \frac{kL}{r}$$

$$SR = \frac{1.(50)}{0,4}$$

$$SR = 125$$

Dengan hasil yang didapat di atas yang dibandingkan antara harga C_c dan SR maka didapat bahwa $Sr > Cc$, sehingga dapat diketahui bahwa pada drill pipe tersebut terjadi *Major Axis Buckling (Elastic Buckling)*.

4.5. Perhitungan Beban Kritis

Perhitungan ini dilakukan untuk mengetahui beban batas *maximum* yang dapat diterima oleh *drill pipe* sehingga apabila beban batas ini tidak dilampaui maka *buckling* sudah pasti tidak akan terjadi.

Perhitungan yang digunakan dalam menghitung beban kritis adalah :

$$P_{critis} = \frac{\pi^2 EI}{L^2}$$

$$P_{critis} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^{10} \cdot 1,78 \cdot 10^{-4}}{50^2}$$

$$P_{critis} = 14040 \text{ N}$$

$$\sigma_{critis} = \frac{P_{critis}}{A}$$

$$\sigma_{critis} = \frac{14040 \text{ N}}{0,03 \text{ m}^2}$$

$$\sigma_{critis} = 438750 \text{ N/m}^2 = 438750 \text{ Pa}$$

Jadi beban kritis yang terhitung tersebut adalah beban maksimum yang dapat diterima oleh pipa tersebut, apabila beban yang diberikan sebagai gaya yang diberikan untuk melakukan penetrasi melebihi batas dari gaya kritis maksimum maka *drill pipe* tersebut akan mengalami *buckling*.

4.6. Perhitungan Beban Torsi (Puntiran)

Dari perhitungan ini nantinya akan diketahui seberapa besar kekuatan *drill pipe* mampu menahan puntiran yang diberikan untuk menambah laju rata-rata penetrasi. Dan beban yang akan diberikan tidak boleh melebihi nilai yang didapat

berikut ini, hal ini dilakukan agar *drill pipe* tidak mengalami *buckling* akibat puntiran.

Persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut :

$$T = \frac{0,096167 \cdot I}{OD} \left(Y^2 - \left(\frac{T_e}{A} \right)^2 \right)^{1/2}$$

$$T = \frac{0,096167 \cdot 1,78 \cdot 10^{-4}}{0,127} \left((1,6 \cdot 10^{11})^2 - \left(\frac{20000000000}{0,032} \right)^2 \right)^{1/2}$$

$$T = 81433 \text{ Nm}$$

4.7. Perhitungan Beban Drag

Beban ini adalah beban yang ditimbulkan akibat gesekan antara *drill pipe* dengan dinding *casing* yang disebabkan karena miringnya lintasan. Beban *drag* yang terjadi disini merupakan fungsi dari beban *axial* pada pipa dibagian akhir pembentukan sudut. Gaya *axial* ini sama dengan berat mata bor (*Weight On Bit*) WOB ditambah dengan beban *drag* pada lintasan lurus. Beban ini akan menghambat laju dari *penetrasi* rata-rata yang terjadi dalam proses pengeboran.

Perhitungan Beban Drag Pada Lintasan Lurus (sampai Dkop)

$$DH = W_m \cdot L \cdot \mu$$

$$DH = 240 \text{ N/m} \cdot 950 \text{ m} \cdot 0,36$$

$$DH = 82080 \text{ N}$$

Perhitungan Berat Mata Bor (*Drill Bit*) :

$$(WOB) = 60 \text{ kg}$$

$$= 588,6 \text{ N}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Maka } FA &= DH + WOB \\
 &= 82080 \text{ N} + 588,6 \text{ N} \\
 &= 82668,6 \text{ N}
 \end{aligned}$$

Perhitungan Beban *Drag* Saat Menurunkan *Drill Pipe*

$$\begin{aligned}
 Wm.R. \alpha &= 240 \text{ N/m} \cdot 1062 \text{ m} \cdot 55.0,01744 \\
 &= 244480,9 \text{ N}
 \end{aligned}$$

Karena $FA > 0,25 Wm R \alpha$, maka beban *Drag* adalah

$$\begin{aligned}
 \text{Beban } Drag &= 0,5 Wm R \alpha + 0,69 FA \\
 &= 0,5 (244480,9 \text{ N}) + 0,69 (82668,6 \text{ N}) \\
 &= 122240,45 \text{ N} + 57041,334 \text{ N} \\
 &= 179281,8 \text{ N}
 \end{aligned}$$

4.8. Perhitungan Beban *Tension*

Perhitungan ini dilakukan untuk mengetahui berapa besar beban tarik yang dialami oleh *drill pipe* pada saat penarikan dilakukan. Perhitungan ini dilakukan dengan membagi menjadi beberapa segmen.

Perhitungan ini dimulai dengan beban *axial* pada pengeboran yang terjadi pada lintasan lurus.

$$\begin{aligned}
 Pt &= Dkop.Wm \\
 &= 950 \text{ m} \cdot 240 \text{ N/m} \\
 &= 228000 \text{ N}
 \end{aligned}$$

Perhitungan Gaya Normal yang dilakukan dengan menggunakan persamaan (2.25):

$$F_n = ((Pt. \Delta\theta \cdot \sin \Delta\Phi)^2 + (Pt. \Delta\theta + W \sin \Delta\Phi)^2)^{0.5}$$

$$\begin{aligned} &= ((228000.1,25.0,001744.\sin 35)^2 + \\ &\quad (228000.1,25.0,001744 + 228000.\sin 35)^2)^{0,5} \\ &= (1479170,4 + 1,7.10^{10})^{0,5} \\ &= 131278,1 \text{ N} \end{aligned}$$

4.9. Kondisi Lapangan Pada Saat Pengeboran

Perhitungan yang dilakukan ini tujuan utamanya adalah untuk mencegah terjadinya *buckling* yang ada pada kondisi pengeboran di lapangan yang mengakibatkan patahnya *drill pipe*. Pada kondisi sebenarnya pipa yang dipakai untuk pengeboran mengalami *buckling* sebab beban yang diberikan terlalu besar untuk properti pipa yang digunakan.

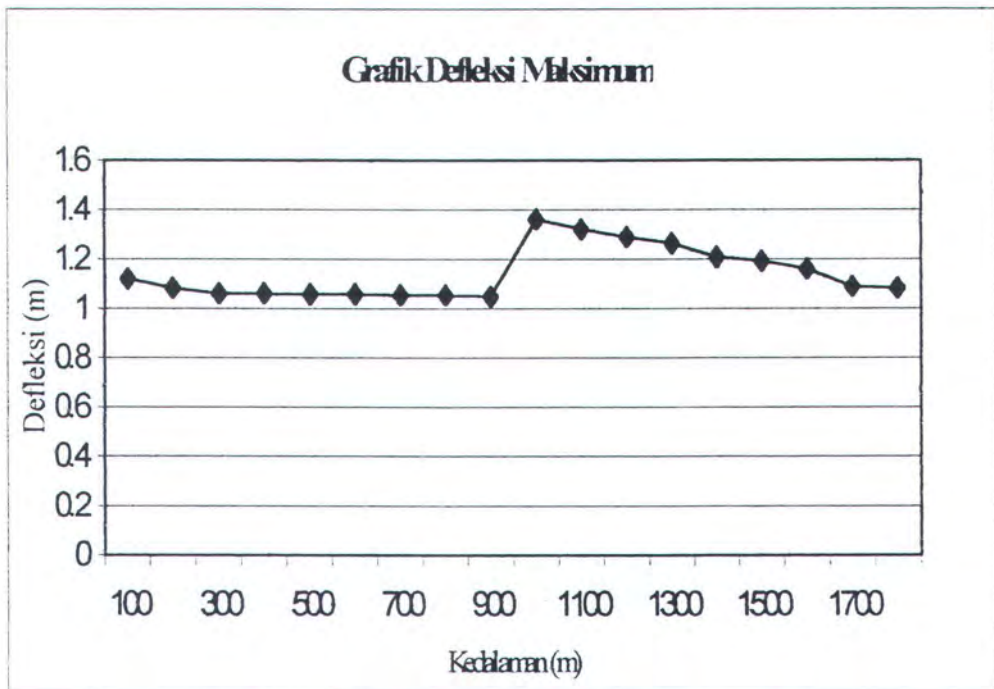
Kondisi tersebut akan ditunjukkan dengan tabel dibawah ini yang disusun berdasarkan laporan harian yang diambil pada saat pengambilan data :

Tabel 4.1. Laporan Harian Pengeboran

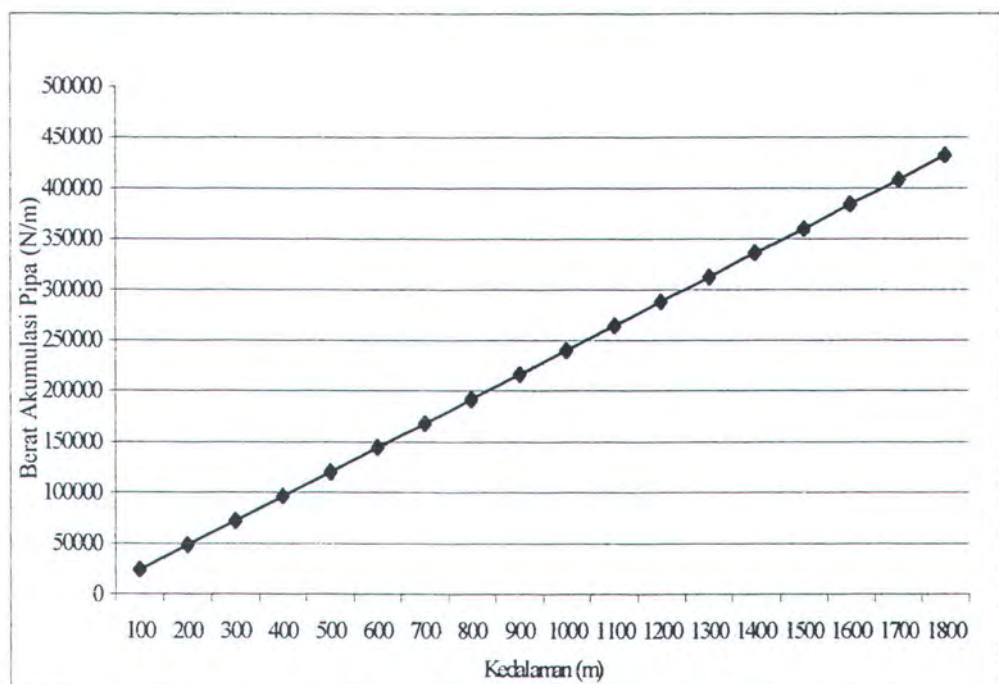
Hari	Depth (m)	Axial Load (N)	rpm (rad/min)	Kondisi	Status	Keterangan (m)
23	1600	5000	110	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
24	1600	5000	110	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
25	1600	5000	110	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
26	1600	5000	110	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
27	1600	5000	110	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
28	1600	5000	110	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
29	1600	5000	110	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
30	1600	5000	110	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
31	1600	5000	110	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
32	1600	5000	110	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
33	1600	9000	120	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
34	1600	0	0	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
35	1600	0	0	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
36	1600	0	0	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
37	1600	0	0	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
38	1600	0	0	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
39	1600	0	0	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
40	1600	0	0	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
41	1600	0	0	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
42	1600	0	0	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
43	1600	0	0	Pipa Stuck	Atasi Stuck	Penetrasi 0
44	1600	0	0	Pipa Free	Berhasil	Patahan Terlihat
45	1600	10000	60	Reconnect	Reconnect	Penetrasi 0
46	1600	9000	60	Reconnect	Reconnect	Penetrasi 0
47	1600	9000	120	Reconnect	Reconnect	Penetrasi 0
48	1600	15000	120	Reconnect	Reconnect	Penetrasi 0
49	1600	15000	140	Reconnect	Reconnect	Penetrasi 0
50	1600	15000	140	Reconnect	Reconnect	Penetrasi 0
51	1600	15000	140	Reconnect	Reconnect	Penetrasi 0
52	1650	15000	140	Connect	Berhasil	Penetrasi 50
53	1680	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 30
54	1700	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 20
55	1730	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 30
56	1750	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 20
57	1780	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 30
58	1800	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 20
59	1820	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 20
60	1830	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 20
61	1840	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 10
62	1850	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 10
63	1920	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 70
64	1920	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 0
65	1950	15000	140	Bor	Continue	Penetrasi 50
66	1975	15000	130	Bor	Continue	Penetrasi 25
67	2038	15000	130	Bor	Continue	Penetrasi 62
68	2107	15000	130	Bor	Continue	Penetrasi 63
69	2127	17000	130	Bor	Continue	Penetrasi 20
70	2127	0	0	Cabut Pahat	Ganti Pahat	Penetrasi 0
71	2128	15000	110	Bor	Continue	Penetrasi 1
72	2159	15000	110	Bor	Continue	Penetrasi 31
73	2162	1500	110	Bor	Continue	Penetrasi 3

Tabel 4.2. Hasil Perhitungan dengan Menggunakan MSC NASTRAN

No Pipa	Panjang Pipa (m)	Berat Pipa (Kg)	Beban Axial (N)	Beban Puntir (N.m)	Beban Drag Axial (N)	Beban Drag Torsi (N.m)	Defleksi Maximum (m)	Jumlah Stabilizer
1	100	24000	14000	81433.00	4800	375.8	1.1219	2
2	200	48000	14000	81057.20	9600	375.8	1.0848	2
3	300	72000	14000	80681.40	14400	375.8	1.0623	2
4	400	96000	14000	80305.60	19200	375.8	1.0631	2
5	500	120000	14000	79929.80	24000	375.8	1.0599	2
6	600	144000	14000	79554.00	28800	375.8	1.0583	2
7	700	168000	14000	79178.20	33600	375.8	1.0562	2
8	800	192000	14000	78802.40	38400	375.8	1.0561	2
9	900	216000	14000	78426.60	43200	375.8	1.0496	2
10	1000	240000	11250	78050.80	48000	375.8	1.3620	2
11	1100	264000	11351	77675.00	52800	375.8	1.3211	2
12	1200	288000	11500	77299.20	57600	375.8	1.2902	2
13	1300	312000	11847	76923.40	62400	375.8	1.2651	2
14	1400	336000	12290	76547.60	67200	375.8	1.2094	2
15	1500	360000	12377	76171.80	72000	375.8	1.1939	2
16	1600	384000	12567	75796.00	76800	375.8	1.1615	2
17	1700	408000	12845	75420.20	81600	375.8	1.0903	2
18	1800	432000	13056	75044.40	86400	375.8	1.0842	2



Grafik 4.1. Grafik Defleksi Terhadap Beban Axial



Grafik 4.2. Grafik Beban Drag Terhadap Berat Pipa

4.10. Perhitungan Defleksi Drill Pipe

Untuk mengetahui besar dari lendutan yang terjadi dalam balok akan dihitung dengan cara seperti berikut (Popov, 1991):

$$v_{\max} = \left[\frac{F}{2P\lambda} \right] \left(\tan \lambda \frac{L}{2} - \lambda \frac{L}{2} \right)$$

Perhitungan untuk rumus diatas akan diberikan dalam tabel 4.3. untuk menghitung *defleksi maksimum* yang terjadi pada potongan *drill pipe*.

Pada kondisi sebenarnya pemasangan *stabillizer* belum pernah dihitung berapa jarak amannya untuk mengatasi *buckling*. Pemasangan *stabillizer* pada kondisi sebenarnya berdasarkan pangalaman dari seorang *driller* yang melakukan pengeboran. Perhitungan dari pipa yang dipasang *stabillizer* dengan jarak yang ditentukan oleh *driller* akan dilakukan dibawah ini. Dengan beban pengeboran yang sama dan *material & properties* bahan yang sama pula, namun rata-rata panjang efektif pipa adalah 200 m dihitung pada jarak antar *buckling arrester* yang dipasang.

$$P_{\text{critis}} = \frac{\pi^2 EI}{L^2}$$

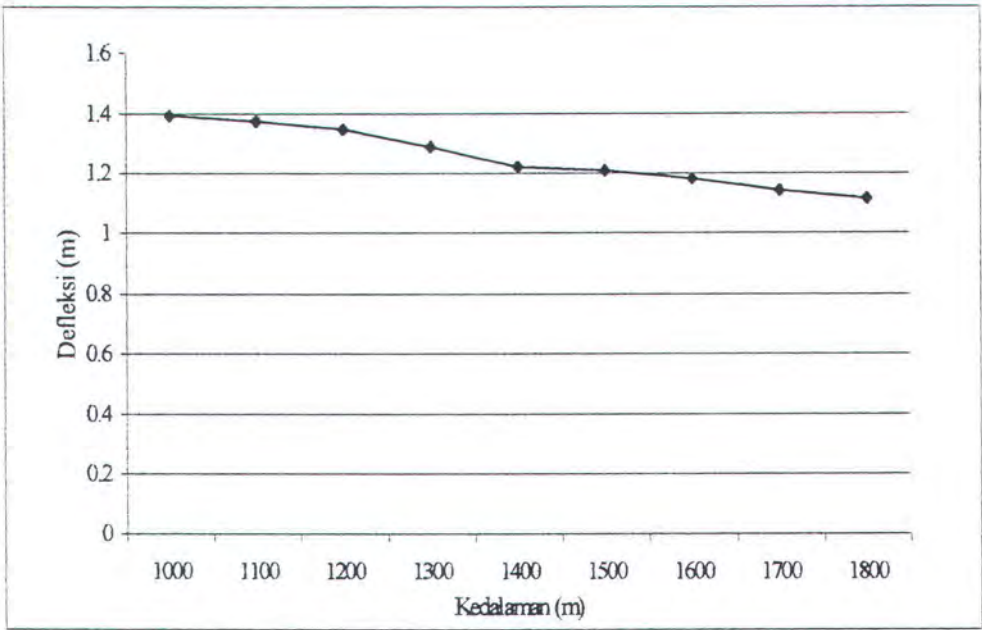
$$P_{\text{critis}} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^{10} \cdot 1,78 \cdot 10^{-4}}{200^2}$$

$$P_{\text{critis}} = 877,5 \text{ N}$$

Dari perhitungan diatas dapat dilihat bahwa beban kritis yang dihasilkan oleh pemasangan *stabillizer* setiap 200 m akan lebih kecil dari hasil dengan pemasangan setiap 50 m. Dan dengan beban kritis tersebut tidak akan mampu untuk menahan *buckling* dengan beban 14000 N yang dibutuhkan untuk mendapatkan *penetration rate* yang diharapkan.

Tabel 4.3. Perhitungan Defleksi Maximum Dengan Rumus Balok-Kolom

No Pipa	L (Panjang Pipa) (m)	θ (Sudut Pipa) (derajat)	F (Gaya Berat) (N)	P (Beban Axial) (N)	Pc (Beban Kritis) (N)	E (Modulus Young) (Pa)	I (Momen Inersia)	λ (P/EI)*0.5	v (Defleksi Max) (m)
10	50	6.37	12000	11250	14000	200000000	0.000178	0.56214877	1.3946486
10	50	6.37	12000	11250	14000	200000000	0.000178	0.56214877	1.3946486
11	50	12.84	12000	11351	14000	200000000	0.000178	0.56466655	1.3760759
11	50	12.84	12000	11351	14000	200000000	0.000178	0.56466655	1.3760759
12	50	22.02	12000	11500	14000	200000000	0.000178	0.56836054	1.3494190
12	50	22.02	12000	11500	14000	200000000	0.000178	0.56836054	1.3494190
13	50	30.00	12000	11847	14000	200000000	0.000178	0.57687165	1.2905683
13	50	30.00	12000	11847	14000	200000000	0.000178	0.57687165	1.2905683
14	50	35.50	12000	12290	14000	200000000	0.000178	0.58755827	1.2214221
14	50	35.50	12000	12290	14000	200000000	0.000178	0.58755827	1.2214221
15	50	40.45	12000	12377	14000	200000000	0.000178	0.58963424	1.2085663
15	50	40.45	12000	12377	14000	200000000	0.000178	0.58963424	1.2085663
16	50	46.67	12000	12567	14000	200000000	0.000178	0.59414276	1.1812618
16	50	46.67	12000	12567	14000	200000000	0.000178	0.59414276	1.1812618
17	50	48.88	12000	12845	14000	200000000	0.000178	0.60067846	1.1431216
17	50	48.88	12000	12845	14000	200000000	0.000178	0.60067846	1.1431216
18	50	50.72	12000	13056	14000	200000000	0.000178	0.60559192	1.1155226
18	50	50.72	12000	13056	14000	200000000	0.000178	0.60559192	1.1155226



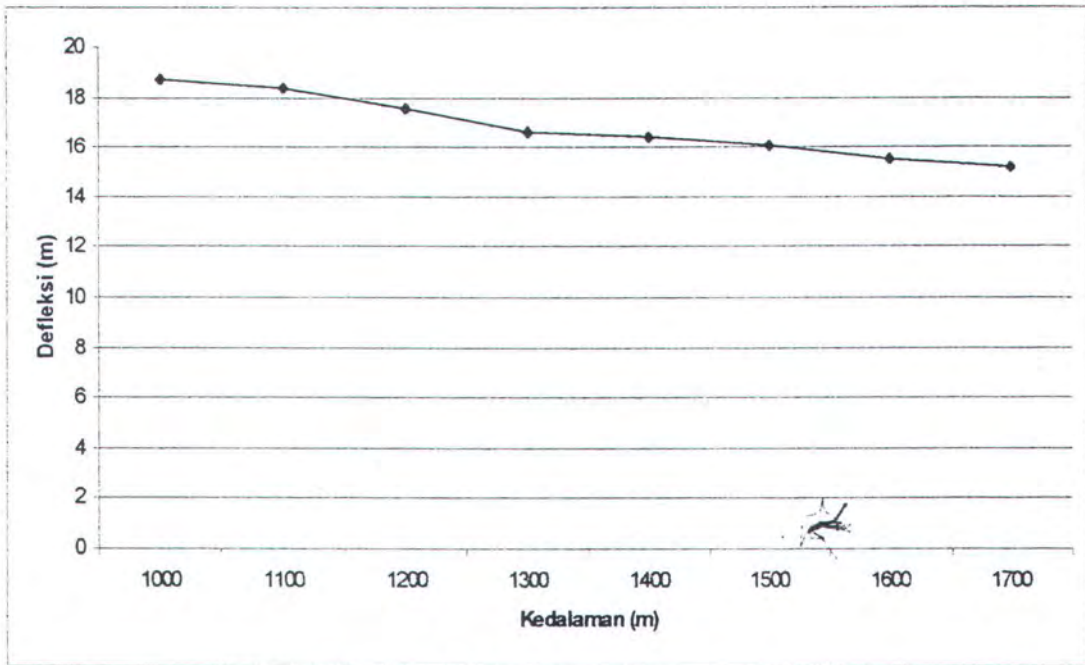
Grafik 4.3. Defleksi pipa

Perhitungan defleksi pada keadaan pemasangan stabilizer setiap 200 m.

Perhitungan ini dilakukan dengan menggunakan persamaan yang sama dengan perhitungan defleksi pada pemasangan stabilizer setiap 50 m. Hasilnya akan ditunjukkan dengan tabel 4.4.

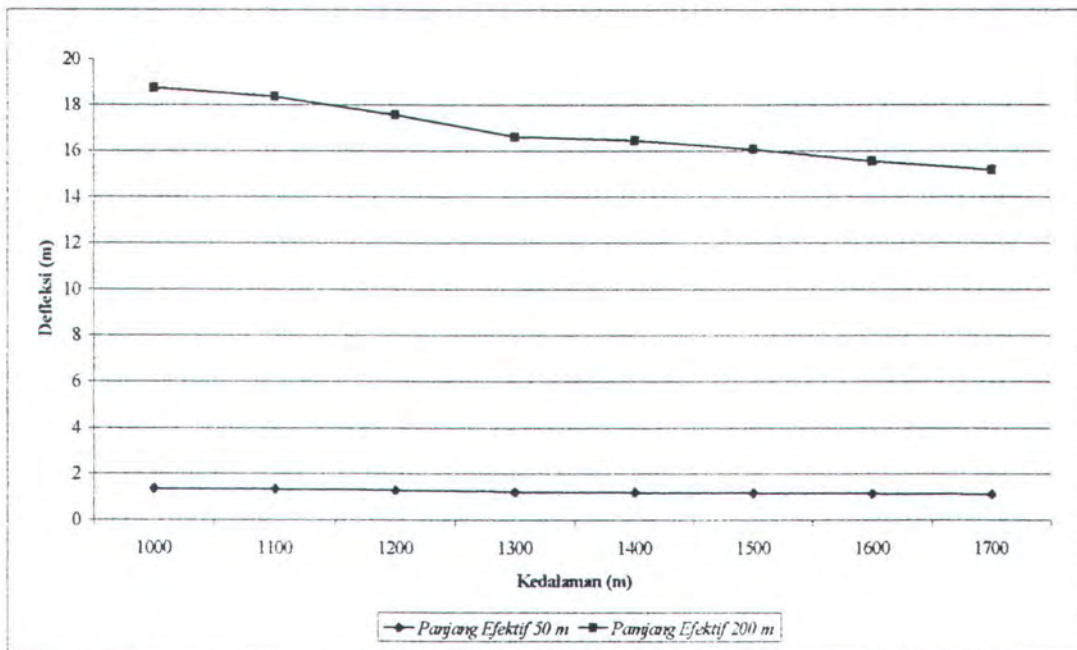
Tabel 4.4. Defleksi Drill Pipe Dengan Panjang 200 m

No Pipa	L (Panjang Pipa) (m)	F (Gaya Berat) (N)	P (Beban Axial) (N)	E (Modulus Young) (Pa)	I (Momen Inersia) (m ⁴)	λ (P/EI)*0.5	v (Defleksi Max) (m)
5	100	24000	11351	2000000000	0.00018	0.5647	18.7221215
5	100	24000	11500	2000000000	0.00018	0.5684	18.3594423
6	100	24000	11847	2000000000	0.00018	0.5769	17.5587527
6	100	24000	12290	2000000000	0.00018	0.5876	16.6179872
7	100	24000	12377	2000000000	0.00018	0.5896	16.4430796
7	100	24000	12567	2000000000	0.00018	0.5941	16.0715892
8	100	24000	12845	2000000000	0.00018	0.6007	15.5526745
8	100	24000	13056	2000000000	0.00018	0.6056	15.1771782



Grafik 4.4. Defleksi Pipa Kondisi Lapangan

Perbandingan defleksi *drill pipe* antara kondisi lapangan dengan kondisi yang sudah dihitung akan dinyatakan dalam tabel berikut ini



Grafik 4.5. Perbandingan Defleksi Drill Pipe

4.11 Perbandingan Hasil Perhitungan & Hasil Running Nastran

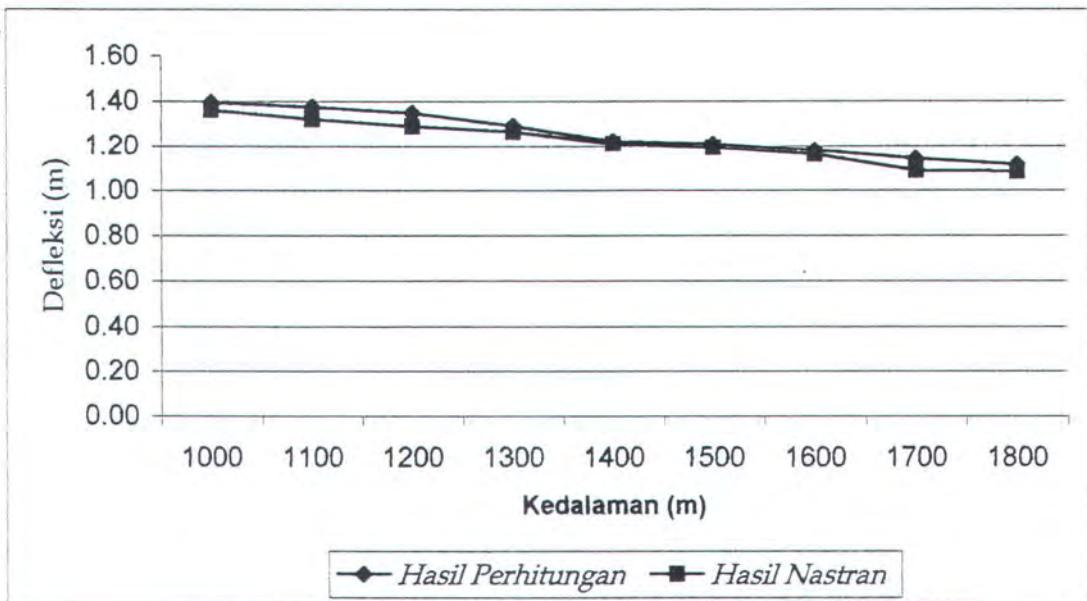
Untuk mengetahui validasi dari analisa yang digunakan dengan menggunakan *software MSC Nastran 4.0* maka dilakukan perhitungan dengan menggunakan rumus berdasarkan *reference* yang dipakai. Perhitungan sebagai perbandingan dengan hasil *running* telah dilakukan diatas dan parameter yang dipakai sebagai pembanding adalah *defleksi* maksimum yang terjadi pada potongan *drill pipe*.

Perbandingan *defleksi* maksimum yang terjadi akan ditunjukkan dalam tabel di bawah ini.

Tabel 4.5. Perbandingan Defleksi Perhitungan & Hasil Running Nastran

No Pipa	Hasil Perhitungan (m)	Hasil Nastran (m)
10	1.39465	1.36200
11	1.37608	1.32110
12	1.34942	1.29020
13	1.29057	1.26510
14	1.22142	1.20940
15	1.20857	1.19390
16	1.18126	1.16150
17	1.14312	1.09030
18	1.11552	1.08420

Dari tabel diatas akan dibentuk menjadi grafik perbandingan perhitungan dan hasil *running* nastran yang kemudian akan dihitung persentase perbedaannya (faktor koreksi) dalam persen. Grafiknya adalah sebagai berikut :



Grafik 4.6. Perbandingan hasil perhitungan dan Hasil running Nastran

Perhitungan faktor koreksi antara hasil perhitungan dan hasil running nastran akan ditunjukkan pada tabel di bawah ini.

Tabel 4.6. Faktor Koreksi

No Pipa	Hasil Perhitungan (m)	Hasil Nastran (m)	Error
10	1.39465	1.36200	2.397 %
11	1.37608	1.32110	4.161 %
12	1.34942	1.29020	4.590 %
13	1.29057	1.26510	2.013 %
14	1.22142	1.20940	0.994 %
15	1.20857	1.19390	1.228 %
16	1.18126	1.16150	1.701 %
17	1.14312	1.09030	4.845 %
18	1.11552	1.08420	2.889 %

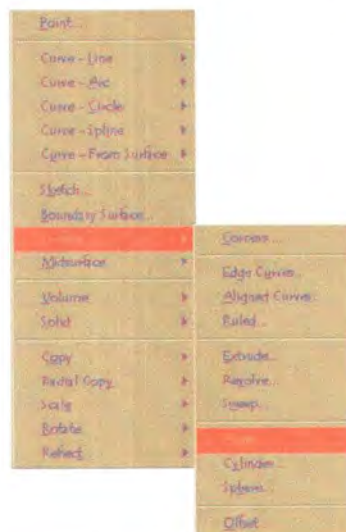
Jadi error antara hasil perhitungan dan running nastran < 5%

4.12. Pemodelan dengan MSC NASTRAN 4.0.

Langkah-langkah yang dilakukan dalam pemodelan MSC Nastran 4.0. adalah sebagai berikut :

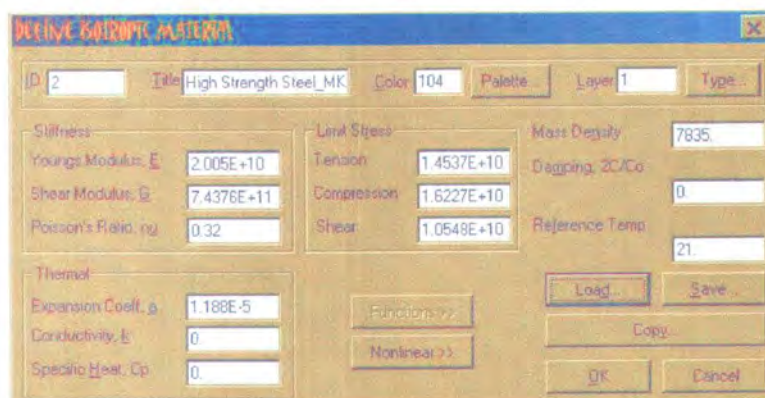
- Pemodelan

Pemodelan ini dilakukan dengan membentuk geometri silinder dengan membentuk *surface* sesuai dengan dimensi *drill pipe* yang akan dianalisa. Hal tersebut dilakukan dengan cara yang ditunjukkan dalam gambar dibawah ini.



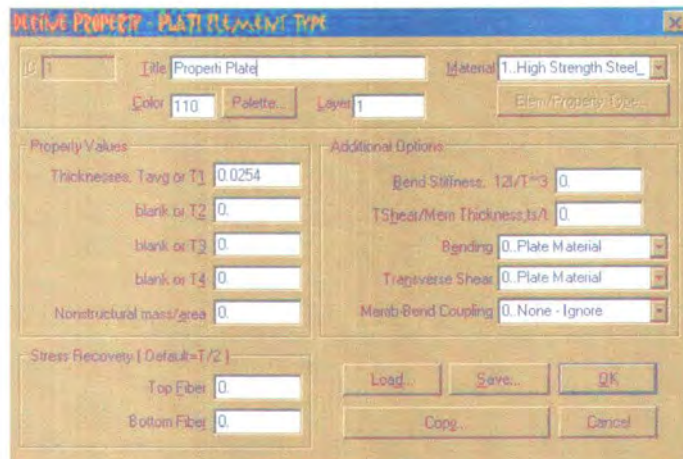
Gambar 4.2. Pembuatan Geometri dalam MSC NASTRAN

Setelah geometri tersebut dibuat, maka akan dibentuk jaring (*meshing*) untuk membentuk node dan elemen yang akan dibuat material dan propertinya. Pembuatan material dan properti akan ditunjukkan dalam gambar dibawah ini.



Gambar 4.3. Input material yang dipakai dalam *drill pipe*

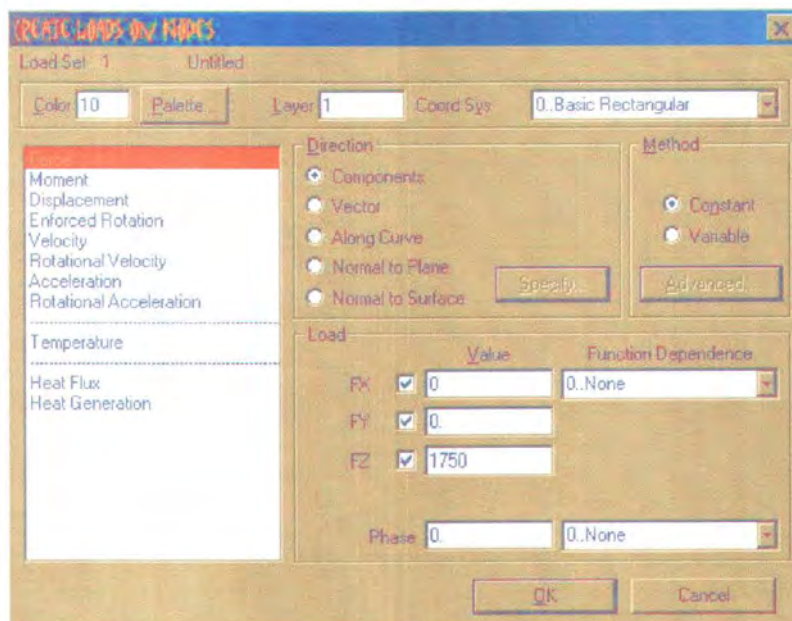
Kemudian akan dibuat properti bahan *drill pipe* seperti pada gambar di bawah ini.



Gambar 4.4. Properti yang diinputkan pada *drill pipe*

- Pembebanan

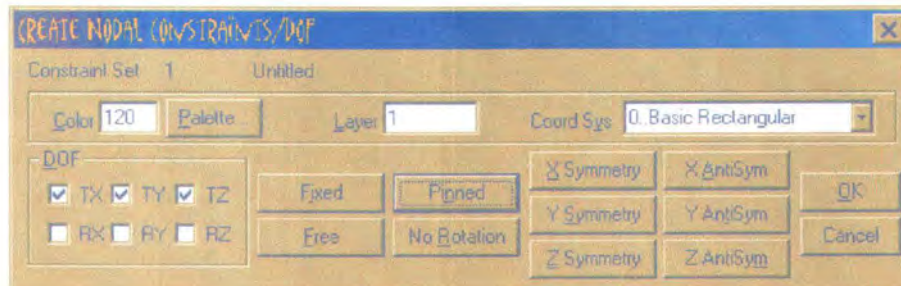
Setelah geometri sudah diisi dengan material dan properti maka akan diinputkan beban yang bekerja pada struktur yang sudah dimodelkan tersebut. Pemberian beban akan ditunjukkan dalam gambar di bawah ini.



Gambar 4.5. Model pembebanan dalam MSC Nastran

- Tumpuan

Setelah diberi beban maka struktur tersebut akan diberi tumpuan sesuai dengan kondisi sebenarnya, untuk model *drill pipe* ini tumpuan yang diberikan akan dijelaskan dengan gambar berikut.



Gambar 4.6 Input *constraint*/tumpuan pada model

- Analisa

Setelah semua cara diatas dilakukan maka struktur tersebut akan dianalisa. Pada Kasus ini maka analisa yang dilakukan adalah analisa *buckling* seperti diterangkan gambar dibawah ini.



Gambar 4.7. *Analysis Control* Pada MSC NASTRAN

Setelah dianalisa maka *listing* analisa dapat dibuat dan hasil analisa akan dapat diketahui.

BAB V



Life is fully with risk, if you can't take the risk, don't life.

KESIMPULAN & SARAN

BAB V

KESIMPULAN & SARAN

5.1. KESIMPULAN

Dari perhitungan yang dilakukan dalam tugas akhir ini, maka penulis dapat menarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Patahan yang terjadi pada *drill pipe* pada kedalaman 1600 m disebabkan beban *axial* yang diberikan pada *drill pipe* melebihi beban kritis *drill pipe*.
2. Pemasangan *stabilizer* yang bertujuan sebagai *buckling arrester* pada *drill pipe* mempunyai harga jarak aman yaitu 50 m sepanjang *drill pipe*.
3. Hasil yang diperoleh pada point 2 mempunyai kelebihan jika dibandingkan dengan kondisi sebenarnya yang ada pada lapangan (panjang efektif pipa 200 m), yaitu dengan beban *axial* yang sama dengan kondisi lapangan kemungkinan terjadi *buckling* dapat dihindari, dan ini akan mempercepat *penetration rate* untuk mencapai kedalaman sumur yang diinginkan tanpa resiko patah akibat *buckling*.
4. Perbandingan hasil perhitungan antara perhitungan manual dan menggunakan *software* MSC Nastran menunjukkan sedikit perbedaan dalam hal lendutan yang dialami *drill pipe* dengan nilai faktor koreksi $< 5\%$. Hal ini terjadi karena pemodelan dengan menggunakan Msc-Nastran masih kurang sempurna.
5. Hasil yang didapat pada perhitungan yang dilakukan hanya merupakan peninjauan masalah teknis saja, sedangkan masalah biaya, kekuatan pompa lumpur dan kekuatan *crane* penarik *drill pipe* tidak dibahas dalam penulisan tugas akhir ini.

5.2. SARAN

Untuk penelitian lebih lanjut, penulis menyarankan :

1. Memperhitungkan faktor biaya yang digunakan dalam pemasangan *buckling arrester*, mengingat tugas akhir yang dilaksanakan kali ini hanya memperhitungkan segi teknis saja dan tidak menyinggung segi biaya.
2. Sebaiknya perhitungan *buckling drill pipe* juga dilakukan oleh *driller* terutama pada pengeboran tipe *directional drilling* yang riskan *buckling* dan bukan hanya berdasarkan pengalaman seorang *driller* saja.
3. Perlunya pengetahuan yang luas tentang analisa dengan menggunakan *software-software* struktur yang ada terutama masalah pemodelan.

DAFTAR PUSTAKA

Baker, Ron. 1949. **A Primer of Oil Well Drilling**. Boston : International Association of Drilling Contractor.

Bleich, Friedrich. 1952. **Buckling Strength of Metal Structure**. New York : McGraw Hill Book Company Inc.

Boivin, R.P. 1994. "Criteria For Evaluating Directional Drilled Crossing". Pipeline & Journal Magazine.:12-22.

Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors. **SI Drilling Manual**. Houston : Gulf Publishing Company.

Dawson, R., and P.R. Paslay. 1984. **Drill Pipe Buckling in Inclined Holes**.

Johanscik, C.A., and R. Dawson. 1984. "Torque and Drag in Directional Well – Prediction and Measurement".

OMSCO. 1983. "Drilling Manual" Vol 1-3.

MSC/Nastran for Windows. 1999. **Quick Start Guide**. MacNeal-Schwendler Corporation, U.S.A.

Popov, E.P. 1991. **Mekanika Teknik**. Jakarta : Erlangga

Stevens, Karl.K. 1987. **Static & Strength of Materials**. Prentice-Hall, Inc Englewood Cliffs, New Jersey

Timoshenko, S and S. Woinowsky. 1988. **Teori Pelat dan Cangkang**. Jakarta : Erlangga. Edisi Kedua

Be good, be nice, be wise, be truth, be smart, and be success.

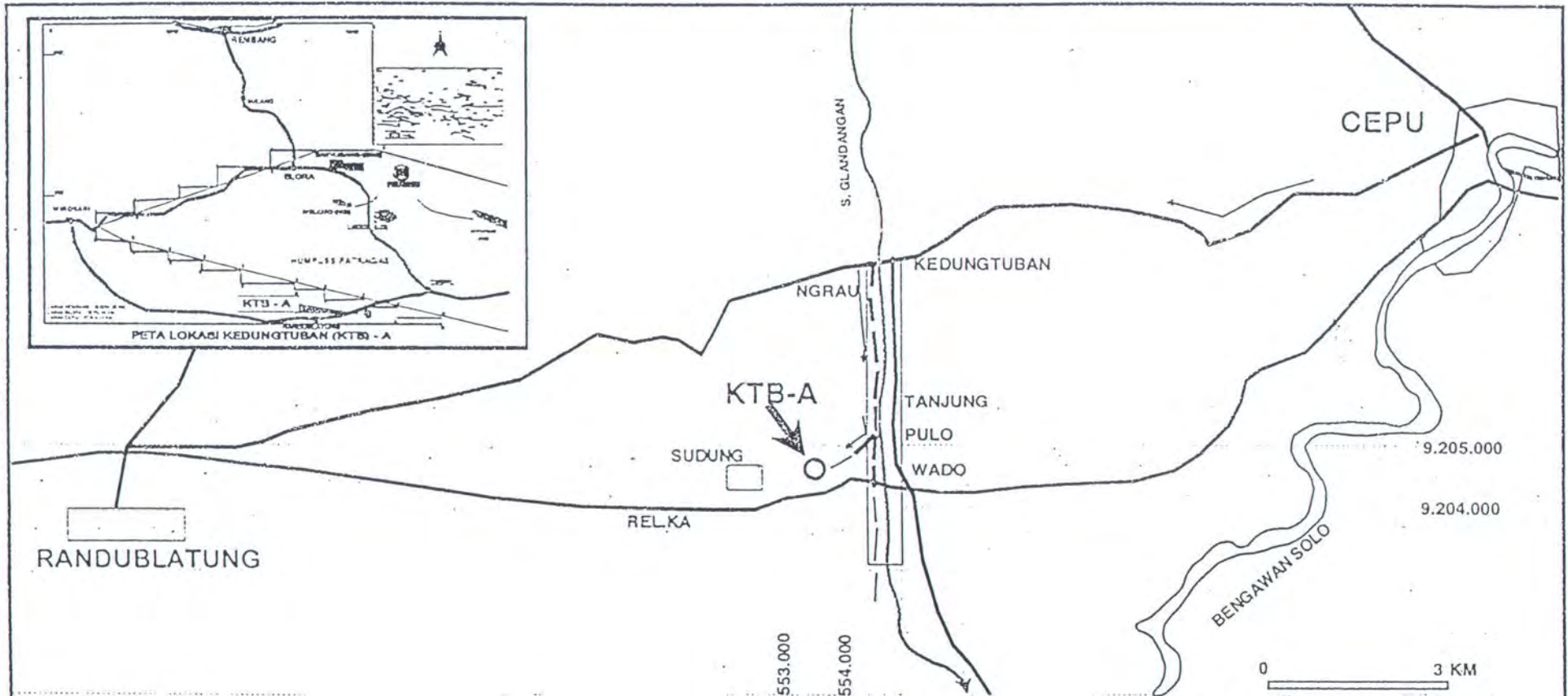


LAMPIRAN

DENAH LOKASI PENGEBORAN

Milik Pertamina OEP Cepu

Sumur KTB-A, Desa Kedung Tuban Cepu



POSISI LOKASI :
 PADA LINTASAN SEISMIK 97 KTB-02, TT 1343
 DESA TANJUNG / SUDUNG, KEC. KED. TUBAN
 E (m) : 553.705
 N (m) : 9.204.703

REUTE :
 CEPU - KEDUNG TUBAN (12 KM)
 KEDUNG TUBAN - NGRAU (0,5 KM)
 NGRAU - DESA TANJUNG (3 KM)
 DESA TANJUNG - LOKASI KTB-A (500 M)

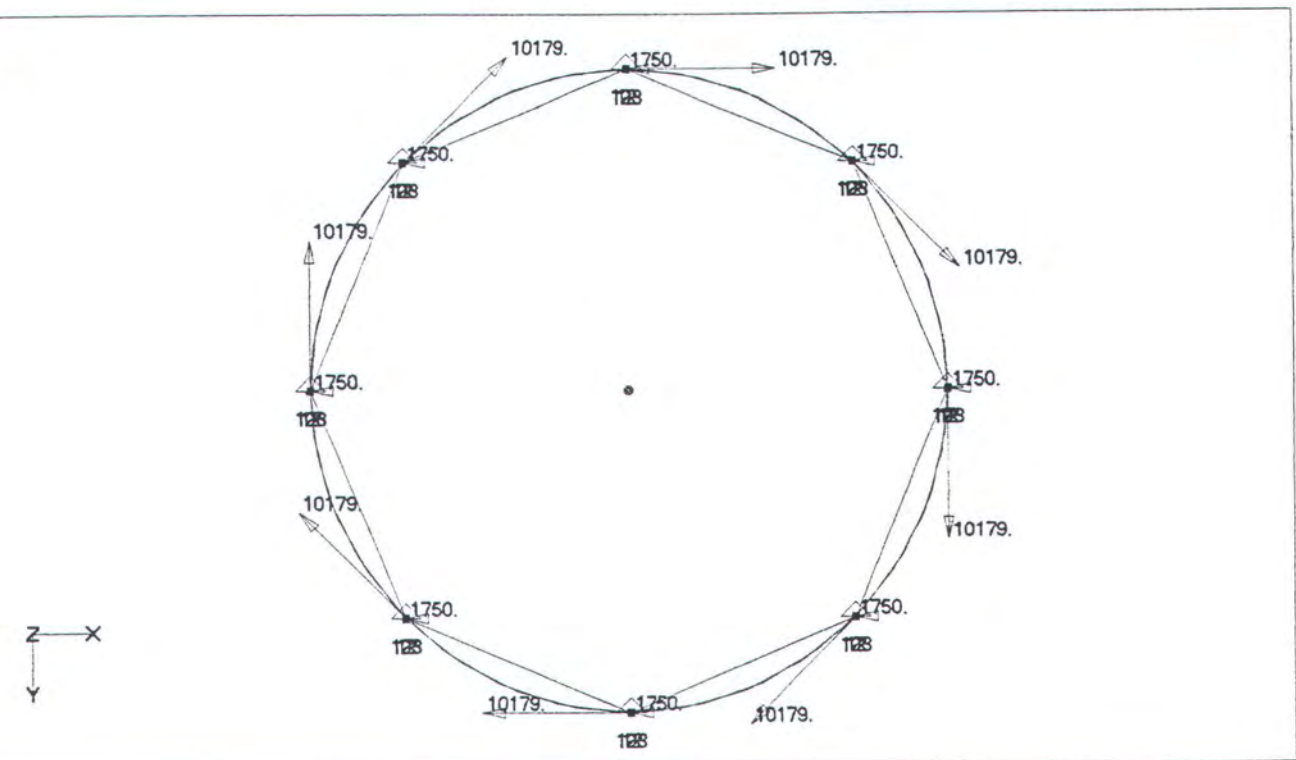
DENAH LOKASI KEDUNG TUBAN (KTB)-A

PEMODELAN & PERHITUNGAN

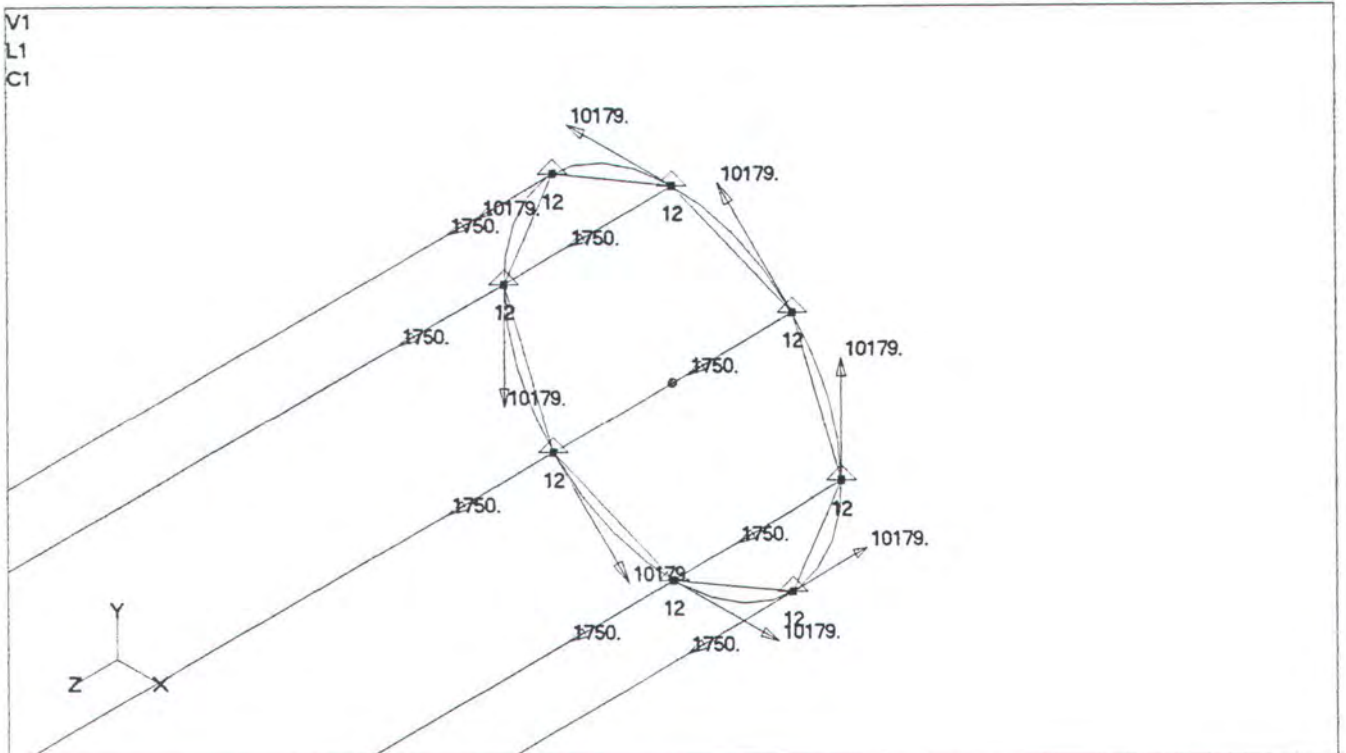
MSC NASTRAN 4.0.



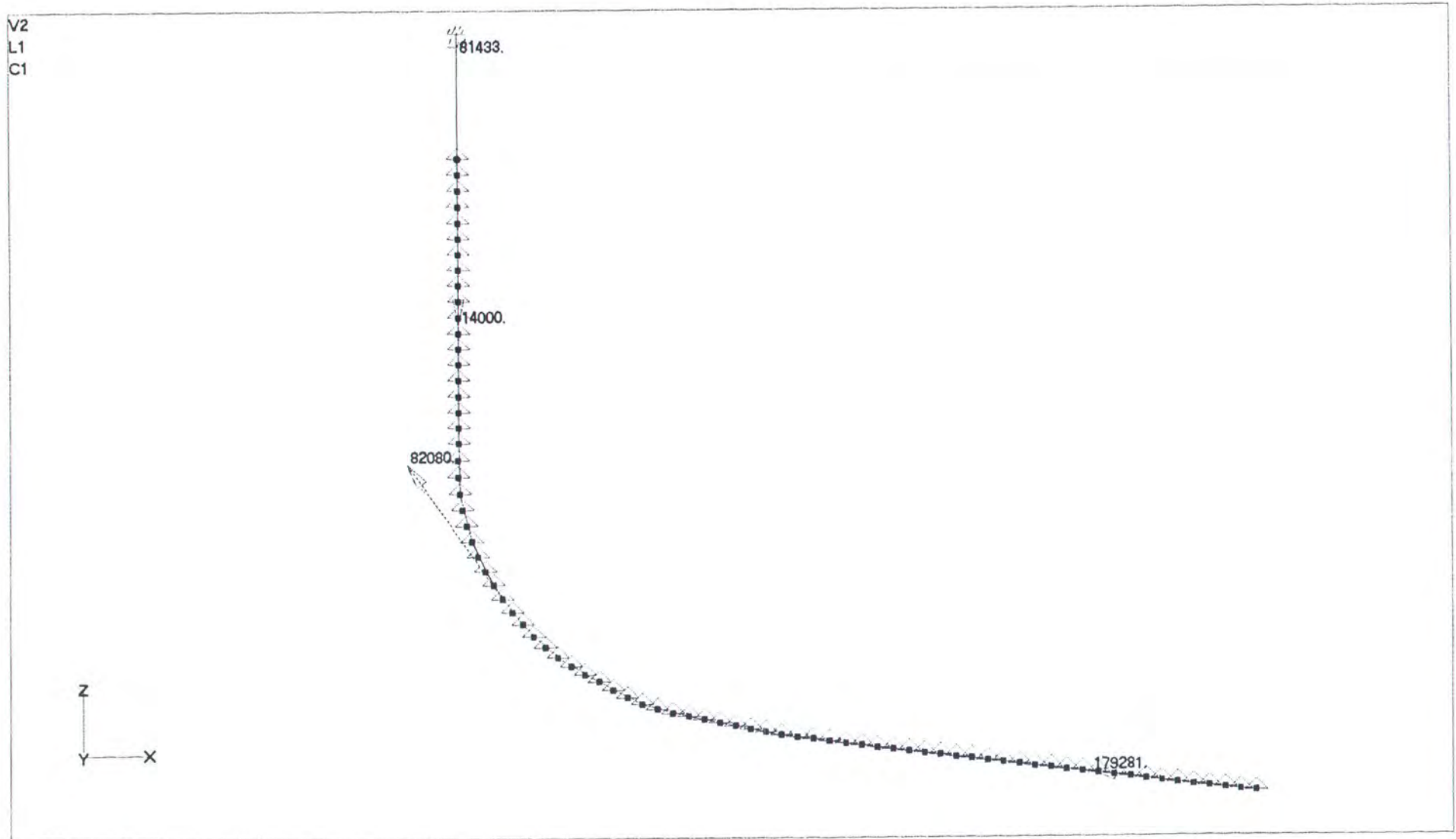
Analisa Buckling Drill Pipe



Analisa Buckling Drill Pipe

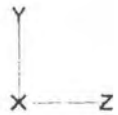
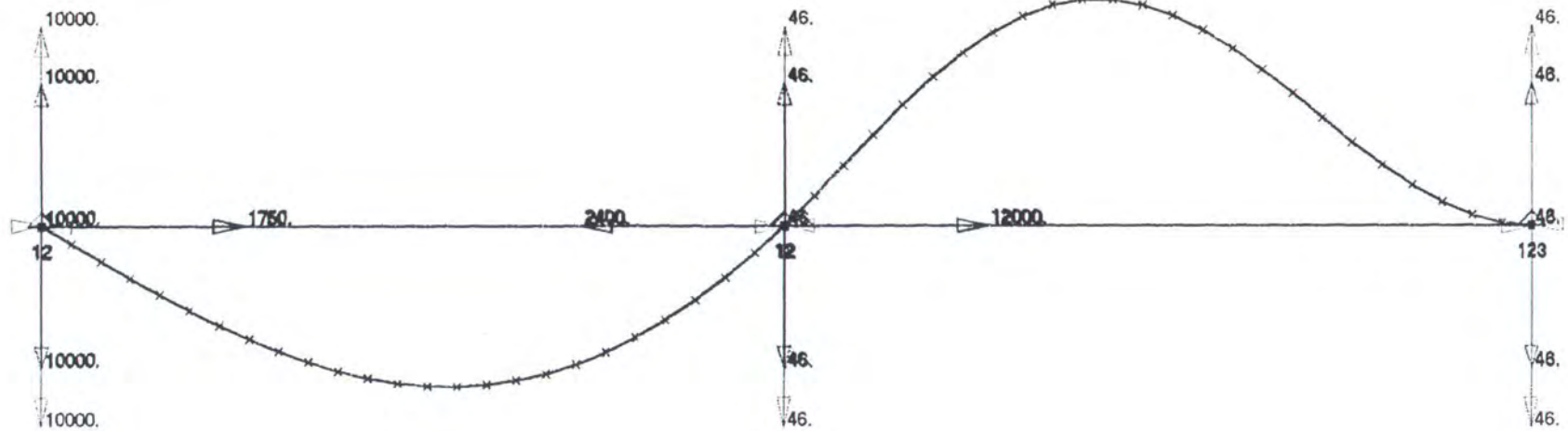


Kondisi Pembebanan Drill Pipe Dengan Stabilizer



Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_01

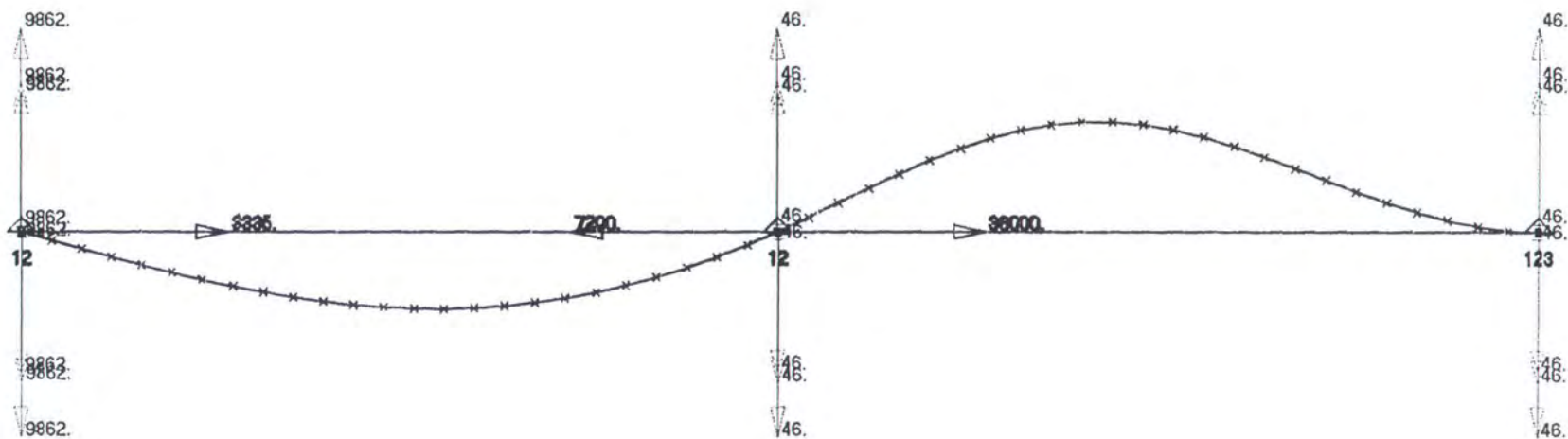
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 0.0145008
Deformed(1,122): Total Translation

Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_02

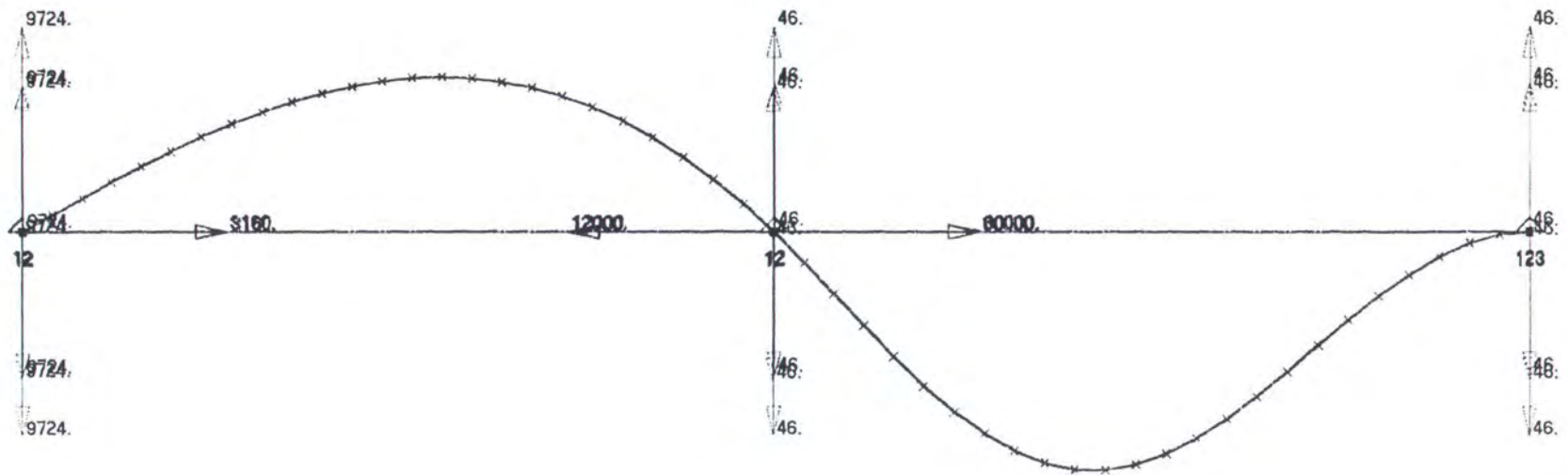
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 0.0145008
Deformed(1.122): Total Translation

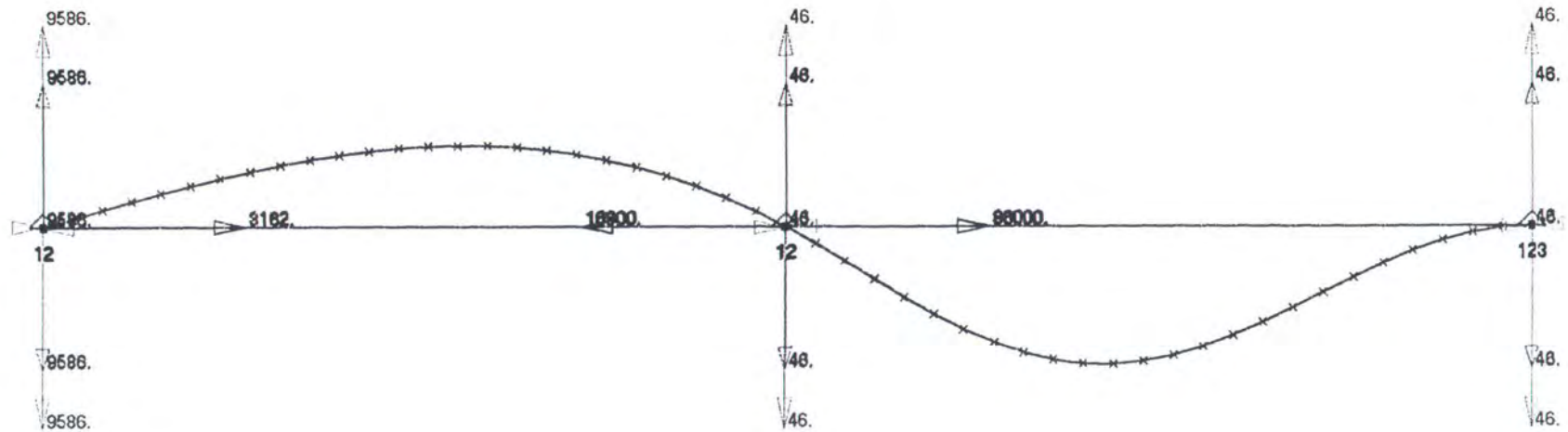
Analisa Buckling drill Pipe Pipa_03

V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 20.00524043
Deformed(1.085): Total Translation

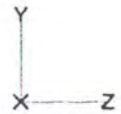
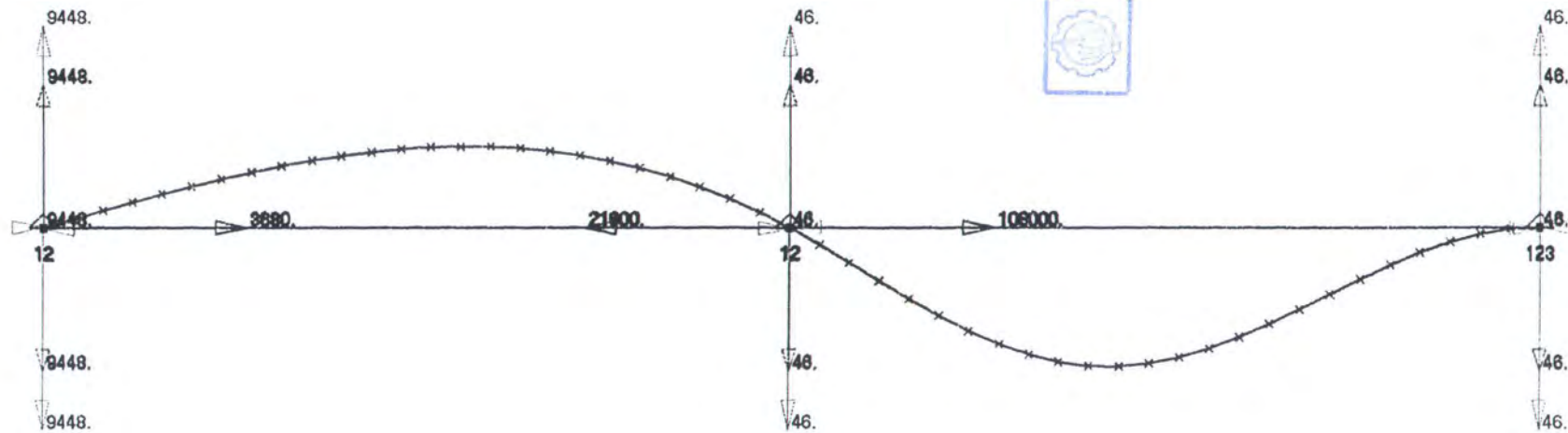
V2
L1
C1



Deformed(1.189): Total Translation

Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_05

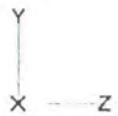
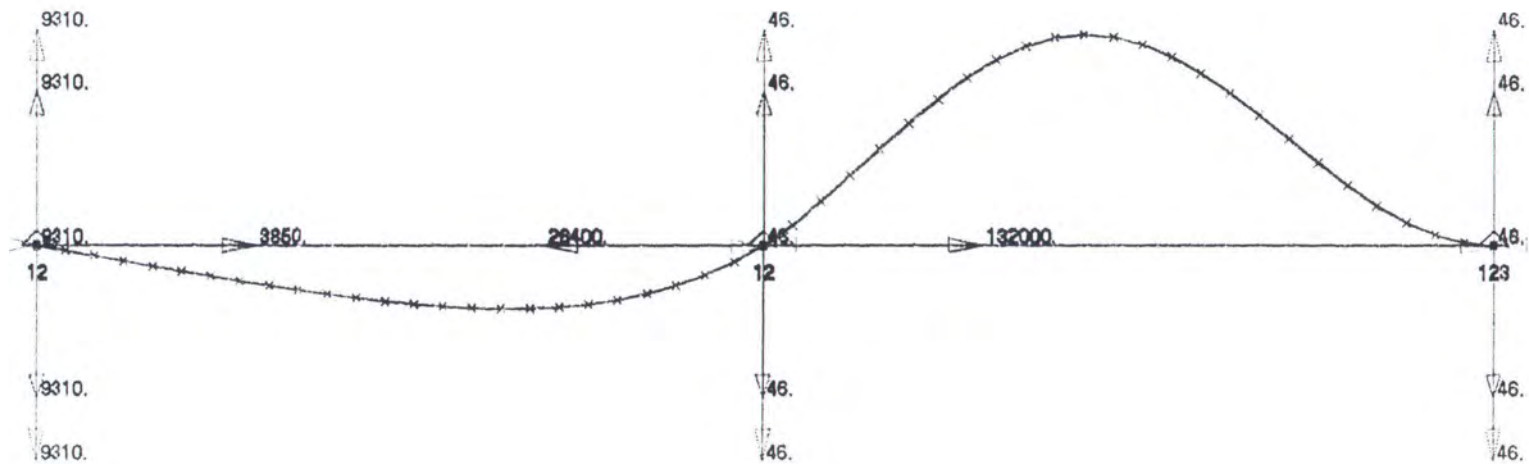
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 0.00238339
Deformed(1.189): Total Translation

Analisa buckling Drill Pipe Pipa_06

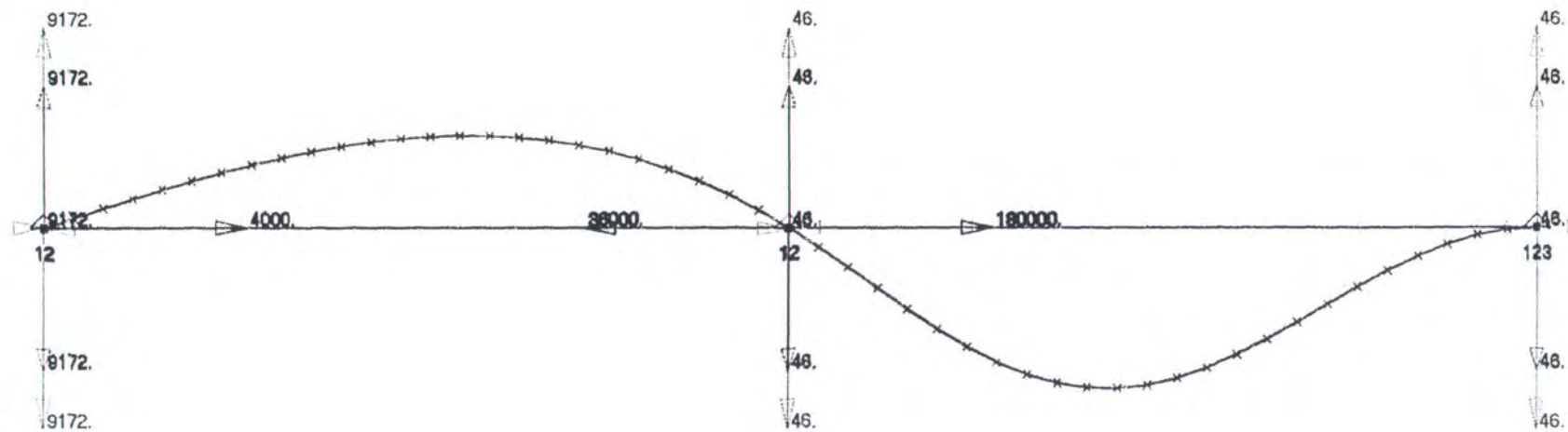
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 -0.0273599
Deformed(1.186): Total Translation

Analisa Buckling Drill pipe Pipa_07

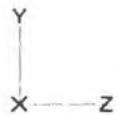
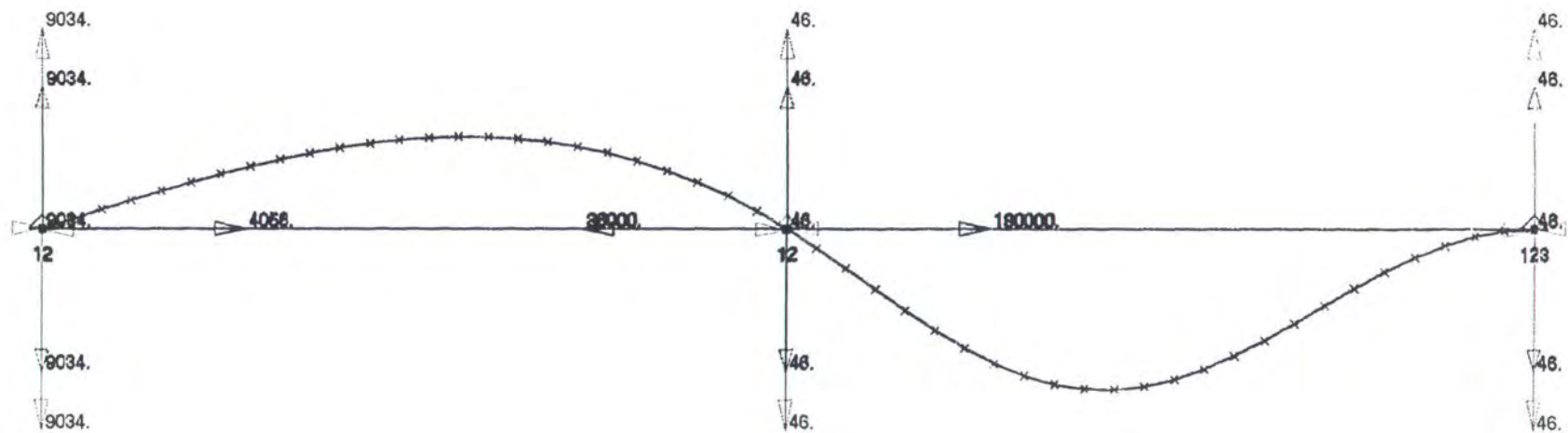
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 0.00134519
Deformed(1.285): Total Translation

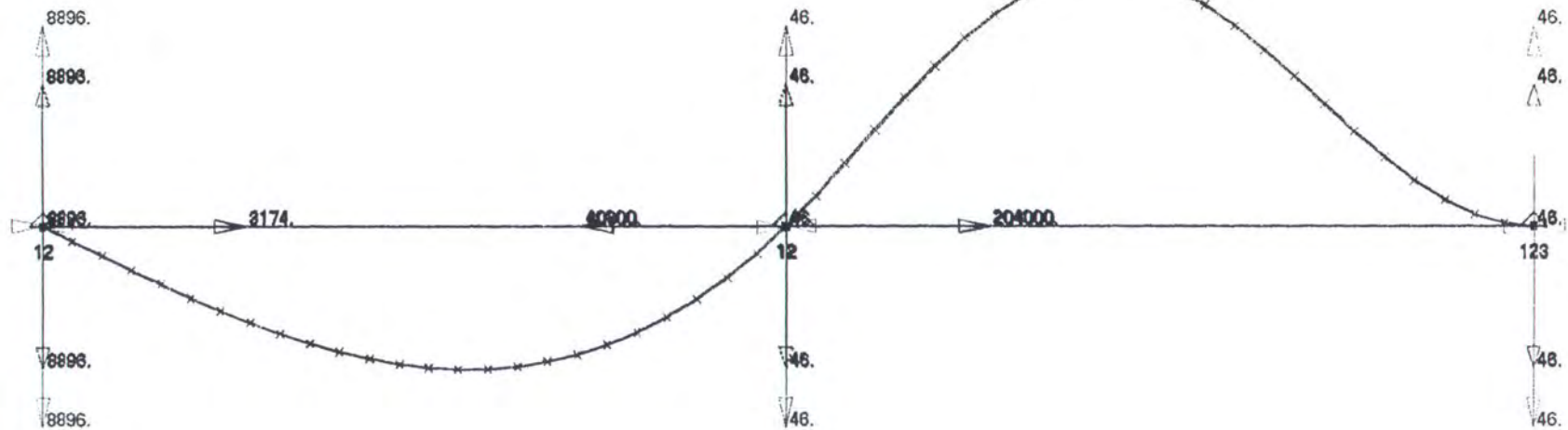
Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_08

V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 0.00134519
Deformed(1.285): Total Translation

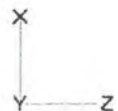
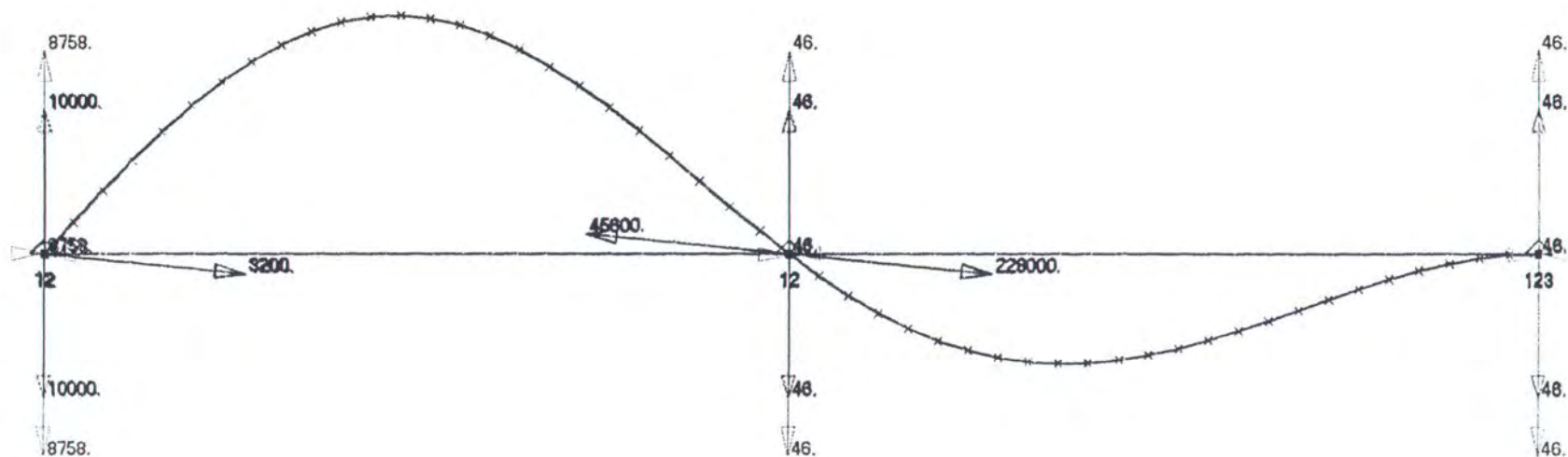
11
1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 0.00104579
Deformed(1.004): Total Translation

Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_10

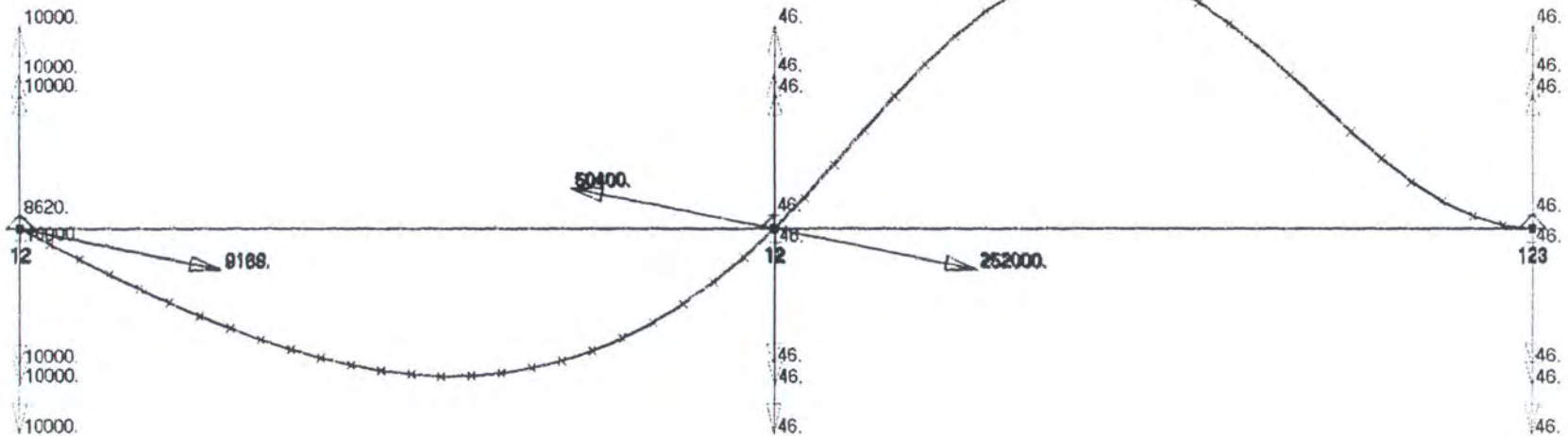
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 0.00228328
Deformed(1.083): Total Translation

Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_11

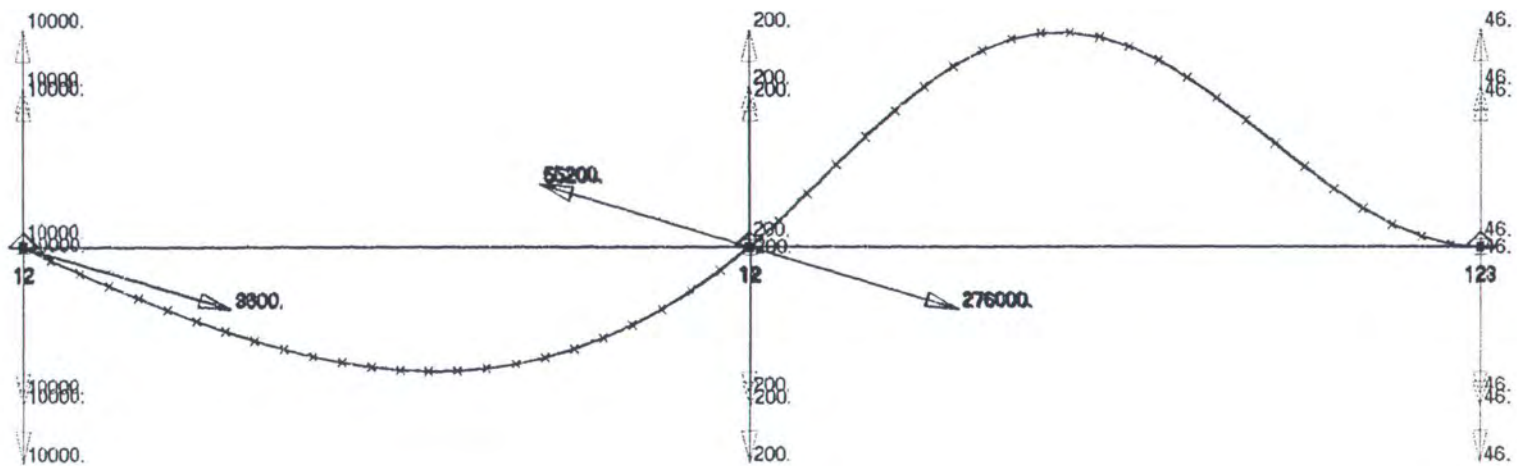
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 0.00104579
Deformed(1.004): Total Translation

Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_12

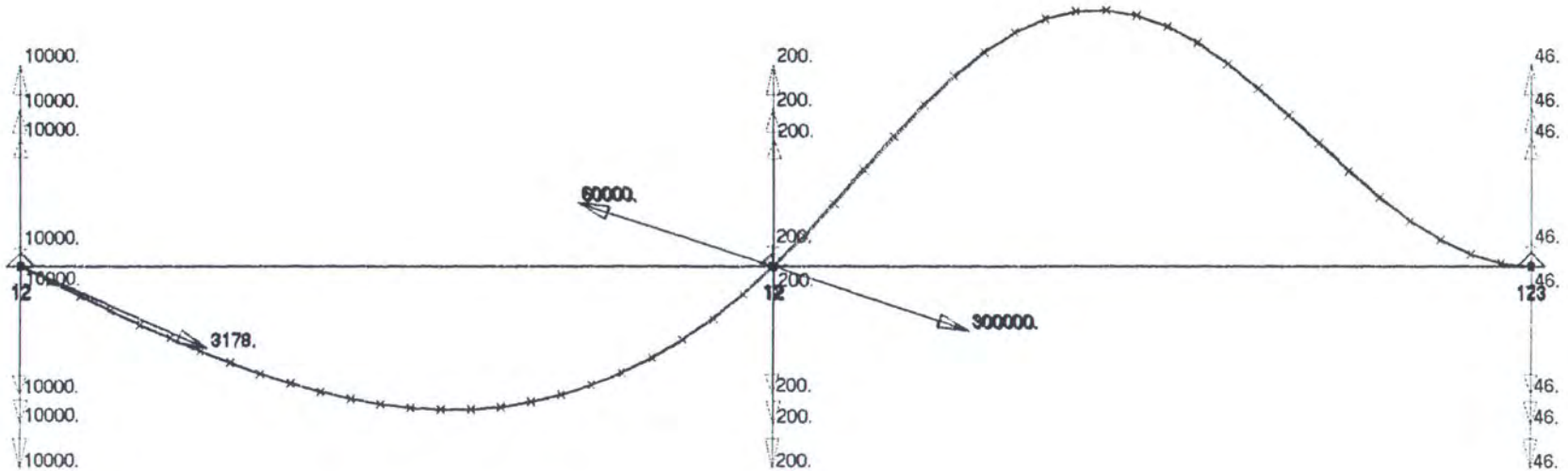
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 2 8.35369E-4
Deformed(1.151): Total Translation

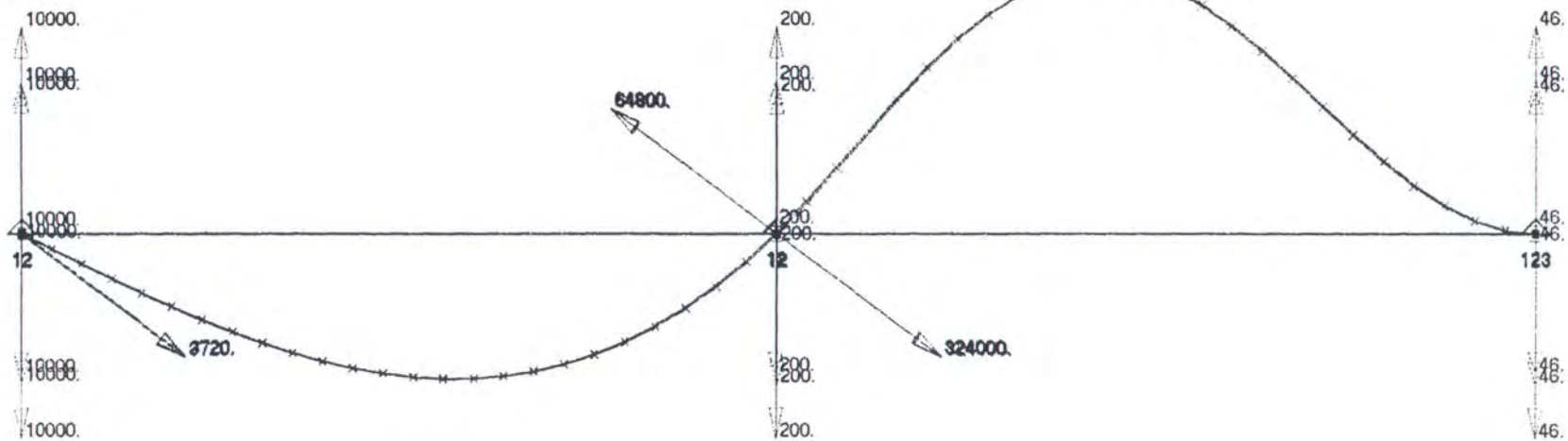
Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_13

V1
L1
C1



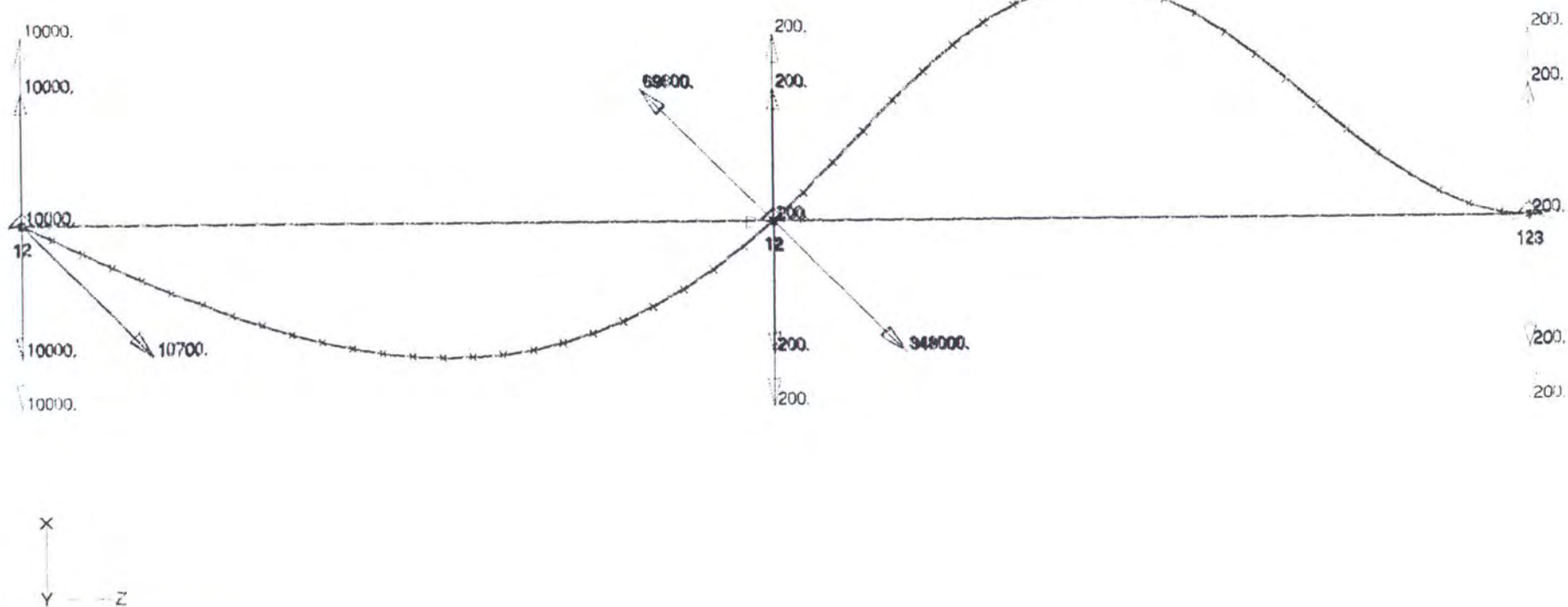
Output Set: Eigenvalue 2 8.11598E-4
Deformed(1.): Total Translation

V1
L1
C1



MSC/NASTRAN For Windows ... Restricted Copy - For Educational and Training Use Only

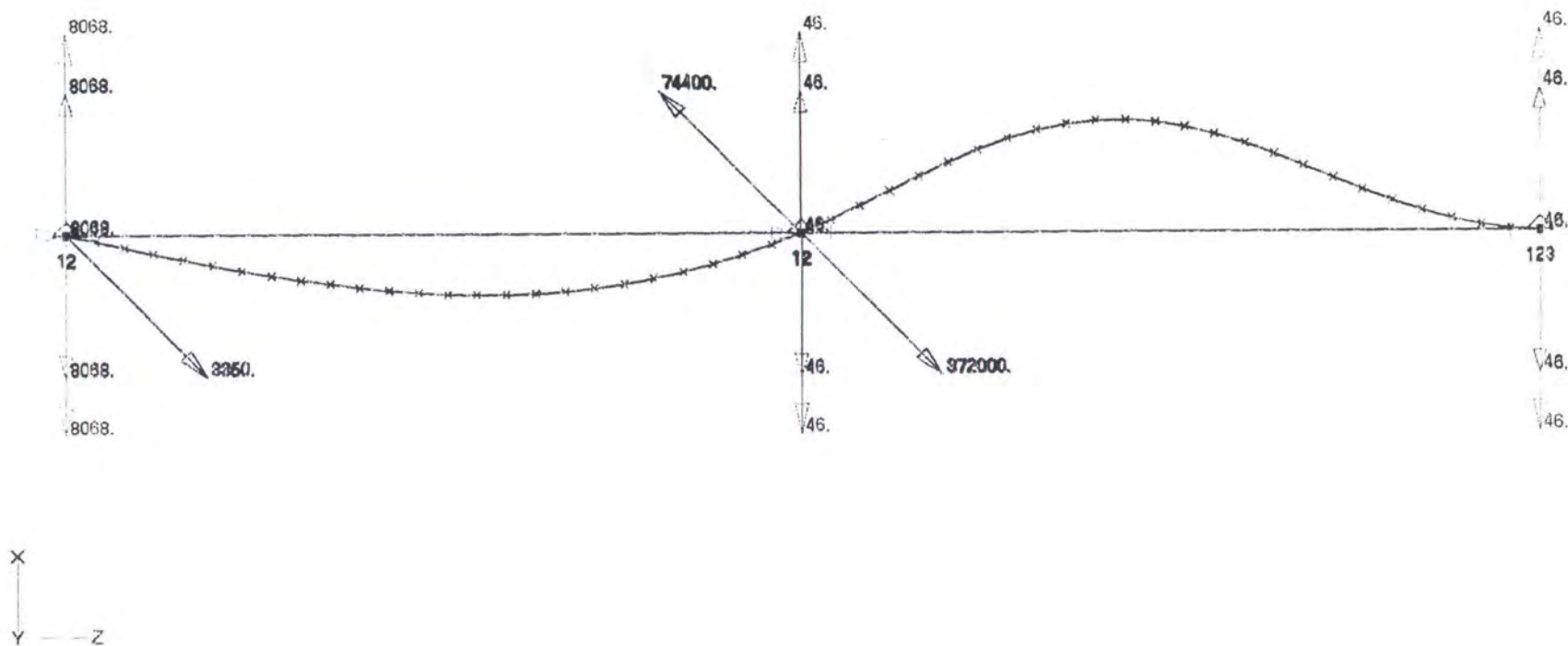
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1.845735E-4
Deformed(1.114): Total Translation

Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_16

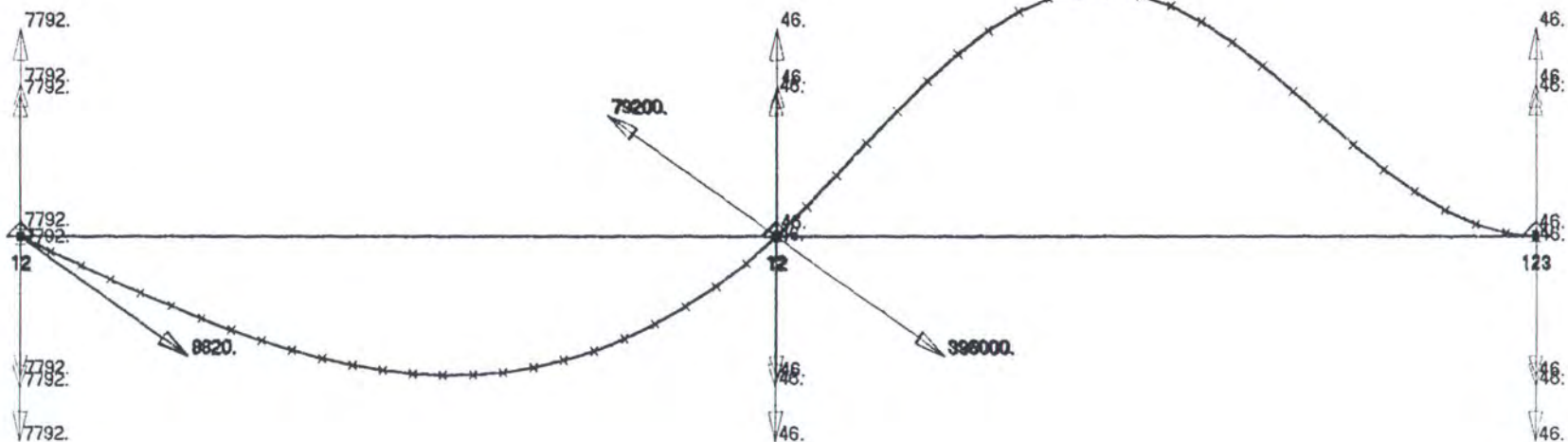
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 18.19865E-4
Deformed(1.111): Total Translation

Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_17

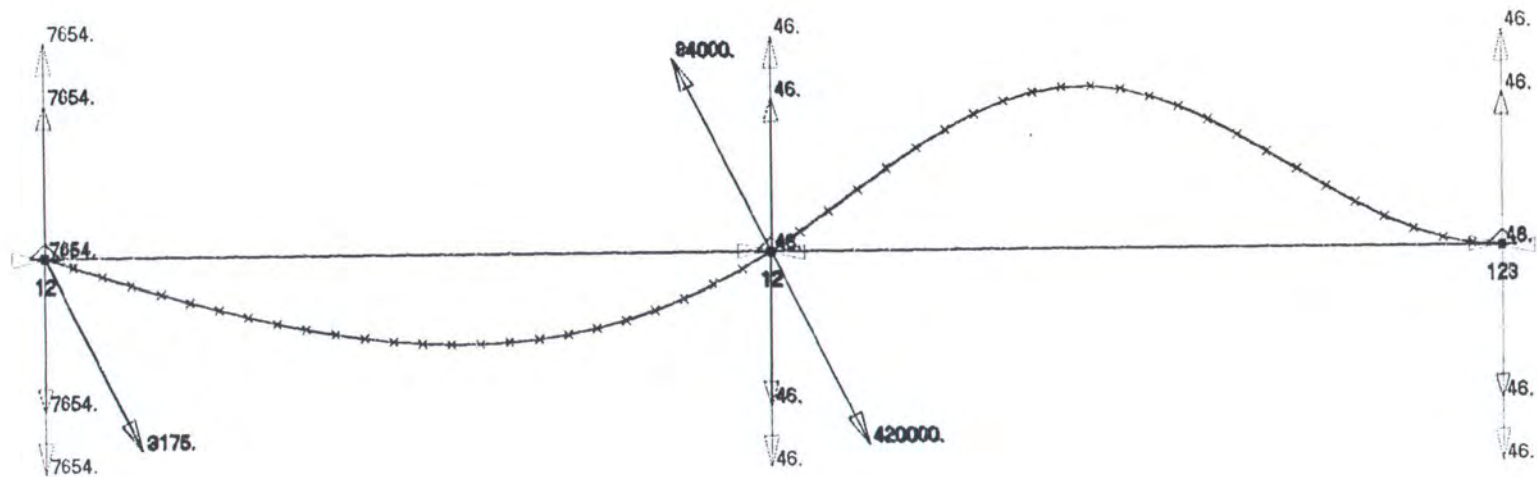
V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 6.54684E-4
Deformed(1.06): Total Translation

Analisa Buckling Drill Pipe Pipa_18

V1
L1
C1



Output Set: Eigenvalue 1 0.00115089
Deformed(1.314): Total Translation

Pipa 1 (100 m)

Output Set 10 - Eigenvalue 1 0.0145008
 From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.014501

Notes:

From: \\Opres_03\mhs ta\95-013\Running Nastran\Pipa_01.op2

Date : Sun Jun 25 23:58:51 2000

BUCKLING CASE
 SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 158)
 Maximum Node ID = 216 Value = 1.1219
 Minimum Node ID = 55 Value = 0.
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation
 Component 1 3 - T2 Translation
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 148)
 Maximum Node ID = 216 Value = 0.50858
 Minimum Node ID = 150 Value = -0.35868
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 149)
 Maximum Node ID = 41 Value = 1.
 Minimum Node ID = 19 Value = -0.70526
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 150)
 Maximum Node ID = 386 Value = 0.0046235
 Minimum Node ID = 187 Value = -0.0046236
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 159)
 Maximum Node ID = 386 Value = 0.076316
 Minimum Node ID = 399 Value = 0.0014791
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation
 Component 1 7 - R2 Rotation
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 151)
 Maximum Node ID = 263 Value = 0.053948
 Minimum Node ID = 188 Value = -0.068025
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 152)
 Maximum Node ID = 386 Value = 0.034599
 Minimum Node ID = 468 Value = -0.027441
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 153)
 Maximum Node ID = 255 Value = 0.00016229
 Minimum Node ID = 462 Value = -0.00016229
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 160)
 Maximum Node ID = 52 Value = 10889.1
 Minimum Node ID = 8 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force

```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 142)
Maximum      Node ID = 56      Value = 9237.12
Minimum      Node ID = 58      Value = -9239.14
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 143)
Maximum      Node ID = 360     Value = 9235.95
Minimum      Node ID = 362     Value = -9240.98
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 144)
Maximum      Node ID = 363     Value = 3334.27
Minimum      Node ID = 58      Value = -3334.32
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment  (Model Vector 161)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment     (Model Vector 145)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment     (Model Vector 146)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment     (Model Vector 147)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.1219 Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value     -0.70526 Output Vector 3 - T2 Translation

Force Summary
Maximum Value      10889.1 Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value     -9240.98 Output Vector 53 - T2 Constraint Force

```

Pipa 2 (100 m)

Output Set 13 - Eigenvalue 2 0.00524043

From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.0052404

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa2000.op2

Date : Mon Jun 26 01:09:21 2000

BUCKLING CASE
SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 206)

Maximum Node ID = 214 Value = 1.08487
 Minimum Node ID = 55 Value = 0.
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation
 Component 1 3 - T2 Translation
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 192)

Maximum Node ID = 215 Value = 1.
 Minimum Node ID = 149 Value = -0.64644
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 193)

Maximum Node ID = 148 Value = 0.27191
 Minimum Node ID = 214 Value = -0.42065
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 194)

Maximum Node ID = 189 Value = 0.0042825
 Minimum Node ID = 464 Value = -0.0042825
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 207)

Maximum Node ID = 484 Value = 0.072574
 Minimum Node ID = 150 Value = 0.00014556
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation
 Component 1 7 - R2 Rotation
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 195)

Maximum Node ID = 189 Value = 0.028144
 Minimum Node ID = 235 Value = -0.022812
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 196)

Maximum Node ID = 279 Value = 0.066899
 Minimum Node ID = 419 Value = -0.054216
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 197)

Maximum Node ID = 253 Value = 0.00015395
 Minimum Node ID = 364 Value = -0.00015398
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 208)

Maximum Node ID = 56 Value = 10575.7
 Minimum Node ID = 8 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force


```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 180)
Maximum      Node ID = 57      Value = 9299.59
Minimum      Node ID = 55      Value = -9304.53
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 181)
Maximum      Node ID = 56      Value = 9302.4
Minimum      Node ID = 58      Value = -9300.95
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 182)
Maximum      Node ID = 56      Value = 3160.23
Minimum      Node ID = 361     Value = -3160.22
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment   (Model Vector 209)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = Y      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 183)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 184)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 185)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.08487      Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.64644      Output Vector 2 - T1 Translation

Force Summary
Maximum Value      10575.7      Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9304.53      Output Vector 52 - T1 Constraint Force

```

Pipa 3 (100 m)

Output Set 16 - Eigenvalue 2 0.00334815

From = MSC/NASTRAN

Analysis Type = Buckling

Value = 0.0033482

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa3000.op2

Date : Mon Jun 26 01:45:00 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 254)

Maximum Node ID = 426 Value = 1.0623

Minimum Node ID = 55 Value = 0.

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Component 1 3 - T2 Translation

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 240)

Maximum Node ID = 215 Value = 1.

Minimum Node ID = 149 Value = -0.60283

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 241)

Maximum Node ID = 475 Value = 0.063203

Minimum Node ID = 150 Value = -0.0079547

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 242)

Maximum Node ID = 279 Value = 0.0042082

Minimum Node ID = 337 Value = -0.0042082

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 255)

Maximum Node ID = 279 Value = 0.066035

Minimum Node ID = 149 Value = 0.00067846

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Component 1 7 - R2 Rotation

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 243)

Maximum Node ID = 237 Value = 0.00072811

Minimum Node ID = 192 Value = -0.00087817

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 244)

Maximum Node ID = 279 Value = 0.066029

Minimum Node ID = 419 Value = -0.054426

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 245)

Maximum Node ID = 254 Value = 0.00015419

Minimum Node ID = 413 Value = -0.00015415

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 256)

Maximum Node ID = 55 Value = 9876.

Minimum Node ID = 8 Value = 0.

Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 52 - T1 Constraint Force

Component 1 53 - T2 Constraint Force
 Component 2 54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force (Model Vector 228)
 Maximum Node ID = 57 Value = 9350.42
 Minimum Node ID = 55 Value = -9355.28
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force (Model Vector 229)
 Maximum Node ID = 56 Value = 9352.39
 Minimum Node ID = 58 Value = -9352.57
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force (Model Vector 230)
 Maximum Node ID = 55 Value = 3162.08
 Minimum Node ID = 360 Value = -3162.01
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment (Model Vector 257)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 56 - R1 Constraint Moment
 Component 1 57 - R2 Constraint Moment
 Component 2 58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment (Model Vector 231)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment (Model Vector 232)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment (Model Vector 233)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
 Maximum Value 1.00009 Output Vector 1 - Total Translation
 Minimum Value -0.60283 Output Vector 2 - T1 Translation

Force Summary
 Maximum Value 9876. Output Vector 51 - Total Constraint Force
 Minimum Value -9355.28 Output Vector 52 - T1 Constraint Force

Pipa 4 (100 m)

Output Set 18 - Eigenvalue 1 0.00238339

From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.0023834

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa4000.op2

Date : Mon Jun 26 02:21:44 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 286)
 Maximum Node ID = 214 Value = 1.0631
 Minimum Node ID = 55 Value = 0.
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation
 Component 1 3 - T2 Translation
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 276)
 Maximum Node ID = 215 Value = 1.
 Minimum Node ID = 149 Value = -0.58548
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 277)
 Maximum Node ID = 148 Value = 0.37612
 Minimum Node ID = 214 Value = -0.64244
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 278)
 Maximum Node ID = 192 Value = 0.0048724
 Minimum Node ID = 483 Value = -0.0048724
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 287)
 Maximum Node ID = 190 Value = 0.078247
 Minimum Node ID = 399 Value = 0.0011826
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation
 Component 1 7 - R2 Rotation
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 279)
 Maximum Node ID = 190 Value = 0.042296
 Minimum Node ID = 235 Value = -0.035024
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 280)
 Maximum Node ID = 191 Value = 0.065833
 Minimum Node ID = 419 Value = -0.054512
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 281)
 Maximum Node ID = 253 Value = 0.00017949
 Minimum Node ID = 364 Value = -0.00017946
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 288)
 Maximum Node ID = 56 Value = 11735.1
 Minimum Node ID = 8 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force

```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 270)
Maximum      Node ID = 57      Value = 9371.52
Minimum      Node ID = 55      Value = -9376.36
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 271)
Maximum      Node ID = 56      Value = 9374.64
Minimum      Node ID = 58      Value = -9372.44
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 272)
Maximum      Node ID = 56      Value = 3680.14
Minimum      Node ID = 361     Value = -3680.14
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment   (Model Vector 289)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = Y      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 273)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 274)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 275)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.18858      Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.64244      Output Vector 3 - T2 Translation

Force Summary
Maximum Value      11735.1      Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9376.36      Output Vector 52 - T1 Constraint Force

```

Pipa 5 (100 m)

Output Set 20 - Eigenvalue 1 -0.0273599

From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = -0.02736

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa5000.op2

Date : Mon Jun 26 22:55:02 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 318)

Maximum Node ID = 216 Value = 1.0599

Minimum Node ID = 55 Value = 0.

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Component 1 3 - T2 Translation

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 308)

Maximum Node ID = 216 Value = 0.63704

Minimum Node ID = 156 Value = -0.19409

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 309)

Maximum Node ID = 41 Value = 1.

Minimum Node ID = 21 Value = -0.30468

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 310)

Maximum Node ID = 384 Value = 0.0045928

Minimum Node ID = 193 Value = -0.0045928

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 319)

Maximum Node ID = 384 Value = 0.073769

Minimum Node ID = 156 Value = 0.00075197

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Component 1 7 - R2 Rotation

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 311)

Maximum Node ID = 263 Value = 0.056321

Minimum Node ID = 194 Value = -0.062218

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 312)

Maximum Node ID = 384 Value = 0.039637

Minimum Node ID = 468 Value = -0.035882

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 313)

Maximum Node ID = 255 Value = 0.00018856

Minimum Node ID = 462 Value = -0.00018856

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 320)

Maximum Node ID = 181 Value = 15981.9

Minimum Node ID = 8 Value = 0.

Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y


```

Component 0      52 - T1 Constraint Force
Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 302)
Maximum      Node ID = 183      Value = 13457.2
Minimum      Node ID = 181      Value = -13475.3
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 303)
Maximum      Node ID = 335      Value = 13451.7
Minimum      Node ID = 437      Value = -13481.8
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 304)
Maximum      Node ID = 363      Value = 3849.27
Minimum      Node ID = 58      Value = -3849.33
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment      (Model Vector 321)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = Y      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 305)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 306)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 307)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.18567      Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.30468      Output Vector 3 - T2 Translation

Force Summary
Maximum Value      15981.9      Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -13481.8      Output Vector 53 - T2 Constraint Force

```

Pipa 6 (100 m)

Output Set 22 - Eigenvalue 1 0.00157556

From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.0015756

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa6000.op2

Date : Mon Jun 26 23:14:43 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 350)

Maximum	Node ID = 41	Value = 1.05839
Minimum	Node ID = 55	Value = 0.

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0	2 - T1 Translation
Component 1	3 - T2 Translation
Component 2	4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 340)

Maximum	Node ID = 148	Value = 0.23088
Minimum	Node ID = 377	Value = -0.39961

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0	2 - T1 Translation
-------------	--------------------

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 341)

Maximum	Node ID = 41	Value = 1.
Minimum	Node ID = 19	Value = -0.57762

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1	3 - T2 Translation
-------------	--------------------

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 342)

Maximum	Node ID = 434	Value = 0.0041895
Minimum	Node ID = 191	Value = -0.0041895

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2	4 - T3 Translation
-------------	--------------------

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 351)

Maximum	Node ID = 33	Value = 0.07079
Minimum	Node ID = 324	Value = 0.0012268

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0	6 - R1 Rotation
Component 1	7 - R2 Rotation
Component 2	8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 343)

Maximum	Node ID = 263	Value = 0.054553
Minimum	Node ID = 33	Value = -0.065738

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0	6 - R1 Rotation
-------------	-----------------

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 344)

Maximum	Node ID = 370	Value = 0.021805
Minimum	Node ID = 385	Value = -0.026274

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1	7 - R2 Rotation
-------------	-----------------

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 345)

Maximum	Node ID = 257	Value = 0.0001547
Minimum	Node ID = 359	Value = -0.00015471

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2	8 - R3 Rotation
-------------	-----------------

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 352)

Maximum	Node ID = 362	Value = 10591.8
Minimum	Node ID = 8	Value = 0.

Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0	52 - T1 Constraint Force
-------------	--------------------------

```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 334)
Maximum      Node ID = 361      Value = 9382.14
Minimum      Node ID = 58      Value = -9380.85
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 335)
Maximum      Node ID = 360      Value = 9379.51
Minimum      Node ID = 362      Value = -9384.36
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 336)
Maximum      Node ID = 362      Value = 3171.35
Minimum      Node ID = 57      Value = -3171.16
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment      (Model Vector 353)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = Y      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 337)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 338)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 339)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.07689      Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.57762      Output Vector 3 - T2 Translation

Force Summary
Maximum Value      10591.8      Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9384.36      Output Vector 53 - T2 Constraint Force

```


Pipa 7 (100 m)

Output Set 2 - Eigenvalue 1 0.00134519

From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.0013452

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa7000.op2

Date : Tue Jun 27 00:43:47 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 382)
 Maximum Node ID = 214 Value = 1.05628
 Minimum Node ID = 55 Value = 0.
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation
 Component 1 3 - T2 Translation
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 372)
 Maximum Node ID = 215 Value = 1.
 Minimum Node ID = 149 Value = -0.5738
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 373)
 Maximum Node ID = 148 Value = 0.46343
 Minimum Node ID = 214 Value = -0.80766
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 374)
 Maximum Node ID = 192 Value = 0.0053518
 Minimum Node ID = 483 Value = -0.0053518
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 383)
 Maximum Node ID = 190 Value = 0.084451
 Minimum Node ID = 148 Value = 0.0015454
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation
 Component 1 7 - R2 Rotation
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 375)
 Maximum Node ID = 190 Value = 0.053064
 Minimum Node ID = 235 Value = -0.044076
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 376)
 Maximum Node ID = 191 Value = 0.065699
 Minimum Node ID = 419 Value = -0.054571
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 377)
 Maximum Node ID = 253 Value = 0.00019785
 Minimum Node ID = 364 Value = -0.00019787
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 384)
 Maximum Node ID = 56 Value = 12733.2
 Minimum Node ID = 8 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force



```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 366)
Maximum      Node ID = 57      Value = 9386.12
Minimum      Node ID = 55      Value = -9390.95
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 367)
Maximum      Node ID = 56      Value = 9389.53
Minimum      Node ID = 363     Value = -9386.77
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 368)
Maximum      Node ID = 56      Value = 4056.28
Minimum      Node ID = 361     Value = -4056.28
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment   (Model Vector 385)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 369)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 370)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 371)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.28542 Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.80766 Output Vector 3 - T2 Translation

Force Summary
Maximum Value      12733.2 Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9390.95 Output Vector 52 - T1 Constraint Force

```

Pipa 8 (100 m)

Output Set 4 - Eigenvalue 1 0.00117174
 From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.00117174
 Notes:
 From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa7001.op2
 Date : Tue Jun 27 00:55:33 2000

BUCKLING CASE SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 414)
 Maximum Node ID = 426 Value = 1.05611
 Minimum Node ID = 55 Value = 0.
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation
 Component 1 3 - T2 Translation
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 404)
 Maximum Node ID = 215 Value = 1.
 Minimum Node ID = 149 Value = -0.57049
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 405)
 Maximum Node ID = 475 Value = 0.18662
 Minimum Node ID = 150 Value = -0.10646
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 406)
 Maximum Node ID = 33 Value = 0.0041846
 Minimum Node ID = 81 Value = -0.0041846
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 415)
 Maximum Node ID = 434 Value = 0.066793
 Minimum Node ID = 149 Value = 0.0012826
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation
 Component 1 7 - R2 Rotation
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 407)
 Maximum Node ID = 237 Value = 0.010195
 Minimum Node ID = 192 Value = -0.012259
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 408)
 Maximum Node ID = 434 Value = 0.06566
 Minimum Node ID = 419 Value = -0.054588
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 409)
 Maximum Node ID = 254 Value = 0.00015488
 Minimum Node ID = 413 Value = -0.00015485
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 416)
 Maximum Node ID = 55 Value = 10070.5
 Minimum Node ID = 8 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force


```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 398)
Maximum      Node ID = 57      Value = 9390.18
Minimum      Node ID = 55      Value = -9394.99
Type = Force
Component 0      52 - T1 Constraint Force
Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 399)
Maximum      Node ID = 361     Value = 9391.83
Minimum      Node ID = 58      Value = -9392.61
Type = Force
Component 1      53 - T2 Constraint Force
Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 400)
Maximum      Node ID = 55      Value = 3174.72
Minimum      Node ID = 360     Value = -3174.68
Type = Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force
Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Output Vector 55 - Total Constraint Moment  (Model Vector 417)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment
Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 401)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 402)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 403)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force
Component 2      58 - R3 Constraint Moment
Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Displacement Summary
Maximum Value      1.01726 Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.57049 Output Vector 2 - T1 Translation

Force Summary
Maximum Value      10070.5 Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9394.99 Output Vector 52 - T1 Constraint Force

```

Pipa 9 (100 m)

Output Set 6 - Eigenvalue 1 0.00104579

From = MSC/NASTRAN

Analysis Type = Buckling Value = 0.0010458

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa9000.op2

Date : Tue Jun 27 01:26:19 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 446)

Maximum Node ID = 215 Value = 1.04962

Minimum Node ID = 55 Value = 0.

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Component 1 3 - T2 Translation

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 436)

Maximum Node ID = 215 Value = 1.

Minimum Node ID = 149 Value = -0.56308

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 437)

Maximum Node ID = 148 Value = 0.052974

Minimum Node ID = 214 Value = -0.094081

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 438)

Maximum Node ID = 33 Value = 0.0041792

Minimum Node ID = 81 Value = -0.0041792

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 447)

Maximum Node ID = 434 Value = 0.065864

Minimum Node ID = 149 Value = 0.0013958

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Component 1 7 - R2 Rotation

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 439)

Maximum Node ID = 190 Value = 0.0061754

Minimum Node ID = 235 Value = -0.0051477

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 440)

Maximum Node ID = 434 Value = 0.065574

Minimum Node ID = 419 Value = -0.054625

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 441)

Maximum Node ID = 254 Value = 0.00015505

Minimum Node ID = 413 Value = -0.00015502

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 448)

Maximum Node ID = 55 Value = 9966.25

Minimum Node ID = 8 Value = 0.

Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 52 - T1 Constraint Force

```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 430)
Maximum      Node ID = 57      Value = 9399.76
Minimum      Node ID = 55      Value = -9404.56
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 431)
Maximum      Node ID = 56      Value = 9401.88
Minimum      Node ID = 58      Value = -9401.67
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 432)
Maximum      Node ID = 55      Value = 3177.79
Minimum      Node ID = 360     Value = -3177.75
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment   (Model Vector 449)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = Y      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 433)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 434)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 435)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.00442      Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.56308     Output Vector 2 - T1 Translation

Force Summary
Maximum Value      9966.25      Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9404.56     Output Vector 52 - T1 Constraint Force

```


Pipa 10 (100 m)

Output Set 6 - Eigenvalue 1 0.00271971

From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.0027197

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa1001.op2

Date : Tue Jun 27 10:35:45 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 94)

Maximum Node ID = 215 Value = 1.3621

Minimum Node ID = 55 Value = 0.

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Component 1 3 - T2 Translation

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 84)

Maximum Node ID = 215 Value = 1.

Minimum Node ID = 149 Value = -0.5611

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 85)

Maximum Node ID = 148 Value = 0.062646

Minimum Node ID = 214 Value = -0.11165

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 86)

Maximum Node ID = 33 Value = 0.0041776

Minimum Node ID = 81 Value = -0.0041776

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 95)

Maximum Node ID = 191 Value = 0.065955

Minimum Node ID = 448 Value = 0.0014258

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Component 1 7 - R2 Rotation

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 87)

Maximum Node ID = 190 Value = 0.0073245

Minimum Node ID = 235 Value = -0.0061078

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 88)

Maximum Node ID = 191 Value = 0.065548

Minimum Node ID = 236 Value = -0.05463

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 89)

Maximum Node ID = 254 Value = 0.00015054

Minimum Node ID = 413 Value = -0.00015052

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 96)

Maximum Node ID = 55 Value = 27933.8

Minimum Node ID = 8 Value = 0.

Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 52 - T1 Constraint Force

Component 1 53 - T2 Constraint Force
 Component 2 54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force (Model Vector 78)
 Maximum Node ID = 57 Value = 26209.6
 Minimum Node ID = 281 Value = -26239.2
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force (Model Vector 79)
 Maximum Node ID = 56 Value = 26215.8
 Minimum Node ID = 58 Value = -26215.
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force (Model Vector 80)
 Maximum Node ID = 55 Value = 9168.75
 Minimum Node ID = 360 Value = -9168.63
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment (Model Vector 97)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 56 - R1 Constraint Moment
 Component 1 57 - R2 Constraint Moment
 Component 2 58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment (Model Vector 81)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment (Model Vector 82)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment (Model Vector 83)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
 Maximum Value 1.00621 Output Vector 1 - Total Translation
 Minimum Value -0.5611 Output Vector 2 - T1 Translation

Force Summary
 Maximum Value 27933.8 Output Vector 51 - Total Constraint Force
 Minimum Value -26239.2 Output Vector 52 - T1 Constraint Force

Pipa 11 (100 m)

Output Set 9 - Eigenvalue 2 8.35369E-4

From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.00083537

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa1003.op2

Date : Tue Jun 27 13:24:38 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 494)

Maximum Node ID = 475 Value = 1.3211

Minimum Node ID = 55 Value = 0.

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Component 1 3 - T2 Translation

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 480)

Maximum Node ID = 215 Value = 1.

Minimum Node ID = 149 Value = -0.58532

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 481)

Maximum Node ID = 216 Value = 0.57006

Minimum Node ID = 150 Value = -0.3336

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 482)

Maximum Node ID = 385 Value = 0.0046575

Minimum Node ID = 190 Value = -0.0046576

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 495)

Maximum Node ID = 192 Value = 0.075775

Minimum Node ID = 150 Value = 0.0011501

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Component 1 7 - R2 Rotation

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 483)

Maximum Node ID = 468 Value = 0.031082

Minimum Node ID = 493 Value = -0.037527

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 494)

Maximum Node ID = 434 Value = 0.065833

Minimum Node ID = 236 Value = -0.054511

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 485)

Maximum Node ID = 255 Value = 0.00017159

Minimum Node ID = 462 Value = -0.00017156

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 496)

Maximum Node ID = 53 Value = 11351.

Minimum Node ID = 8 Value = 0.

Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 52 - T1 Constraint Force


```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 468)
Maximum      Node ID = 57      Value = 9371.14
Minimum      Node ID = 55      Value = -9376.05
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 469)
Maximum      Node ID = 361      Value = 9372.23
Minimum      Node ID = 58      Value = -9374.26
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 470)
Maximum      Node ID = 363      Value = 3518.05
Minimum      Node ID = 58      Value = -3518.35
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment   (Model Vector 497)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = Y      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 471)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 472)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 473)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.15107      Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.58532      Output Vector 2 - T1 Translation

Force Summary
Maximum Value      11351.      Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9376.05      Output Vector 52 - T1 Constraint Force

```

Pipa 12 (100 m)

Output Set 12 - Eigenvalue 2 8.11598E-4
 From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.0008116
 Notes:
 From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa1004.cp2
 Date : Tue Jun 27 13:49:52 2000

BUCKLING CASE
 SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 542)
 Maximum Node ID = 426 Value = 1.290216
 Minimum Node ID = 55 Value = 0.
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation
 Component 1 3 - T2 Translation
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 528)
 Maximum Node ID = 215 Value = 1.
 Minimum Node ID = 149 Value = -0.5605
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 529)
 Maximum Node ID = 216 Value = 0.017621
 Minimum Node ID = 150 Value = -0.0098765
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 530)
 Maximum Node ID = 33 Value = 0.0041777
 Minimum Node ID = 81 Value = -0.0041777
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 543)
 Maximum Node ID = 434 Value = 0.06556
 Minimum Node ID = 149 Value = 0.001436
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation
 Component 1 7 - R2 Rotation
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 531)
 Maximum Node ID = 468 Value = 0.00097237
 Minimum Node ID = 493 Value = -0.001161
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 532)
 Maximum Node ID = 434 Value = 0.06555
 Minimum Node ID = 419 Value = -0.054635
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 533)
 Maximum Node ID = 254 Value = 0.00015512
 Minimum Node ID = 413 Value = -0.00015499
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 544)
 Maximum Node ID = 55 Value = 9929.83
 Minimum Node ID = 8 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force

```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 516)
Maximum      Node ID = 182      Value = 9406.58
Minimum      Node ID = 281      Value = -9428.19
Type = Force      Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 517)
Maximum      Node ID = 486      Value = 9416.78
Minimum      Node ID = 181      Value = -9417.19
Type = Force      Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 518)
Maximum      Node ID = 55      Value = 3178.21
Minimum      Node ID = 360      Value = -3177.74
Type = Force      Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment  (Model Vector 545)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment    (Model Vector 519)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment    (Model Vector 520)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment    (Model Vector 521)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.09016 Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.5605 Output Vector 2 - T1 Translation

Force Summary
Maximum Value      9929.83 Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9428.19 Output Vector 52 - T1 Constraint Force

```


Pipa 13 (100 m)

Output Set 15 - Eigenvalue 1 7.56231E-4

From = MSC/NASTRAN

Analysis Type = Buckling

Value = 0.00075623

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa1007.op2

Date : Tue Jun 27 14:25:23 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 590)

Maximum Node ID = 216 Value = 1.36511

Minimum Node ID = 55 Value = 0.

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Component 1 3 - T2 Translation

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 580)

Maximum Node ID = 216 Value = 0.65448

Minimum Node ID = 150 Value = -0.36481

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 581)

Maximum Node ID = 41 Value = 1.

Minimum Node ID = 19 Value = -0.55739

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 582)

Maximum Node ID = 385 Value = 0.0048841

Minimum Node ID = 190 Value = -0.0048842

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 591)

Maximum Node ID = 483 Value = 0.078289

Minimum Node ID = 497 Value = 0.0017785

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Component 1 7 - R2 Rotation

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 583)

Maximum Node ID = 263 Value = 0.054655

Minimum Node ID = 33 Value = -0.065507

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 584)

Maximum Node ID = 192 Value = 0.042875

Minimum Node ID = 237 Value = -0.035774

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 585)

Maximum Node ID = 255 Value = 0.00018153

Minimum Node ID = 462 Value = -0.00018152

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 592)

Maximum Node ID = 58 Value = 11847.

Minimum Node ID = 8 Value = 0.

Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 52 - T1 Constraint Force

```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 574)
Maximum      Node ID = 183      Value = 9451.53
Minimum      Node ID = 181      Value = -9464.97
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 575)
Maximum      Node ID = 335      Value = 9447.76
Minimum      Node ID = 437      Value = -9469.4
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 576)
Maximum      Node ID = 363      Value = 3720.45
Minimum      Node ID = 58      Value = -3720.51
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment      (Model Vector 593)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = Y      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 577)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 578)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 579)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.19513      Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.55739      Output Vector 3 - T2 Translation

Force Summary
Maximum Value      11847.      Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9469.4      Output Vector 53 - T2 Constraint Force

```

Pipa 14 (100 m)

Output Set 15 - Eigenvalue 1 0.00395286

From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.0039529

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipal008.op2

Date : Tue Jun 27 23:35:30 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 596)

Maximum Node ID = 19 Value = 1.20942

Minimum Node ID = 55 Value = 0.

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Component 1 3 - T2 Translation

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 580)

Maximum Node ID = 370 Value = 0.20403

Minimum Node ID = 399 Value = -0.28353

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 581)

Maximum Node ID = 19 Value = 1.

Minimum Node ID = 263 Value = -0.73031

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 582)

Maximum Node ID = 182 Value = 0.006169

Minimum Node ID = 437 Value = -0.0061692

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 591)

Maximum Node ID = 437 Value = 0.099926

Minimum Node ID = 324 Value = 0.00090632

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Component 1 7 - R2 Rotation

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 583)

Maximum Node ID = 437 Value = 0.096185

Minimum Node ID = 52 Value = -0.083142

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 584)

Maximum Node ID = 373 Value = 0.027392

Minimum Node ID = 380 Value = -0.023587

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 585)

Maximum Node ID = 359 Value = 0.0006235

Minimum Node ID = 339 Value = -0.00034231

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 592)

Maximum Node ID = 362 Value = 34004.2

Minimum Node ID = 8 Value = 0.

Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 52 - T1 Constraint Force


```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 574)
Maximum      Node ID = 58      Value = 31044.8
Minimum      Node ID = 361     Value = -31051.4
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 575)
Maximum      Node ID = 362     Value = 31066.6
Minimum      Node ID = 360     Value = -31029.1
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 576)
Maximum      Node ID = 57      Value = 10710.2
Minimum      Node ID = 362     Value = -10731.6
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment   (Model Vector 593)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 577)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 578)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 579)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.03942 Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value     -0.73031 Output Vector 3 - T2 Translation

Force Summary
Maximum Value      34004.2 Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value     -31051.4 Output Vector 52 - T1 Constraint Force

```

Pipa 15 (100 m)

Output Set 21 - Eigenvalue 1 8.45735E-4
 From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.00064574
 Notes:
 From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa1012.op2
 Date : Wed Jun 28 00:04:40 2000

BUCKLING CASE
 SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 686)
 Maximum Node ID = 475 Value = 1.1929
 Minimum Node ID = 55 Value = 0.
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation
 Component 1 3 - T2 Translation
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 676)
 Maximum Node ID = 215 Value = 1.
 Minimum Node ID = 149 Value = -0.57925
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 677)
 Maximum Node ID = 216 Value = 0.49073
 Minimum Node ID = 150 Value = -0.28426
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 678)
 Maximum Node ID = 385 Value = 0.0044176
 Minimum Node ID = 190 Value = -0.0044177
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 687)
 Maximum Node ID = 192 Value = 0.073252
 Minimum Node ID = 497 Value = 0.0012338
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation
 Component 1 7 - R2 Rotation
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 679)
 Maximum Node ID = 237 Value = 0.026771
 Minimum Node ID = 192 Value = -0.032275
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 680)
 Maximum Node ID = 191 Value = 0.055762
 Minimum Node ID = 419 Value = -0.054543
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 681)
 Maximum Node ID = 255 Value = 0.00016304
 Minimum Node ID = 462 Value = -0.00016304
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 688)
 Maximum Node ID = 58 Value = 10973.4
 Minimum Node ID = 8 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force

```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 670)
Maximum      Node ID = 57      Value = 9379.37
Minimum      Node ID = 55      Value = -9384.2
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 671)
Maximum      Node ID = 361      Value = 9380.52
Minimum      Node ID = 58      Value = -9382.37
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 672)
Maximum      Node ID = 363      Value = 3342.79
Minimum      Node ID = 58      Value = -3342.84
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment      (Model Vector 689)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = Y      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment      (Model Vector 673)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment      (Model Vector 674)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment      (Model Vector 675)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force      Calc = N      Component Dir = Y      Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.11392      Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.57925      Output Vector 2 - T1 Translation

Force Summary
Maximum Value      10973.4      Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9384.2      Output Vector 52 - T1 Constraint Force

```


Pipa 16 (100 m)

Output Set 23 - Eigenvalue 1 8.19865E-4

From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.00081986

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipal014.op2

Date : Wed Jun 28 00:46:07 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 718)

Maximum Node ID = 216 Value = 1.16155

Minimum Node ID = 55 Value = 0.

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Component 1 3 - T2 Translation

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 708)

Maximum Node ID = 216 Value = 0.48442

Minimum Node ID = 150 Value = -0.26941

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 709)

Maximum Node ID = 41 Value = 1.

Minimum Node ID = 19 Value = -0.55614

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 710)

Maximum Node ID = 385 Value = 0.0043812

Minimum Node ID = 190 Value = -0.0043812

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 719)

Maximum Node ID = 192 Value = 0.072771

Minimum Node ID = 150 Value = 0.0016794

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Component 1 7 - R2 Rotation

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 711)

Maximum Node ID = 263 Value = 0.054661

Minimum Node ID = 33 Value = -0.065493

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 712)

Maximum Node ID = 192 Value = 0.03173

Minimum Node ID = 237 Value = -0.026484

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 713)

Maximum Node ID = 255 Value = 0.00016289

Minimum Node ID = 462 Value = -0.00016289

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 720)

Maximum Node ID = 58 Value = 10978.5

Minimum Node ID = 8 Value = 0.

Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 52 - T1 Constraint Force

```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 702)
Maximum      Node ID = 183      Value = 9471.48
Minimum      Node ID = 181      Value = -9481.48
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 703)
Maximum      Node ID = 335      Value = 9465.99
Minimum      Node ID = 437      Value = -9487.66
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 704)
Maximum      Node ID = 363      Value = 3338.5
Minimum      Node ID = 58      Value = -3338.56
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment  (Model Vector 721)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment     (Model Vector 705)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment     (Model Vector 706)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment     (Model Vector 707)
Maximum      Node ID = 2      Value = 0.
Minimum      Node ID = 2      Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value      1.11115 Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value      -0.55614 Output Vector 3 - T2 Translation

Force Summary
Maximum Value      10978.5 Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value      -9487.66 Output Vector 53 - T2 Constraint Force

```

Pipa 17 (100 m)

Output Set 25 - Eigenvalue 1 6.54684E-4
 From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.00065468
 Notes:
 From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipa1015.op2
 Date : Wed Jun 28 03:03:12 2000

BUCKLING CASE
 SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 750)
 Maximum Node ID = 215 Value = 1.09031
 Minimum Node ID = 55 Value = 0.
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation
 Component 1 3 - T2 Translation
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 740)
 Maximum Node ID = 215 Value = 1.
 Minimum Node ID = 149 Value = -0.57019
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 741)
 Maximum Node ID = 216 Value = 0.35251
 Minimum Node ID = 497 Value = -0.20095
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 742)
 Maximum Node ID = 33 Value = 0.0041844
 Minimum Node ID = 81 Value = -0.0041843
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 751)
 Maximum Node ID = 191 Value = 0.069613
 Minimum Node ID = 448 Value = 0.0013439
 Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation
 Component 1 7 - R2 Rotation
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 743)
 Maximum Node ID = 237 Value = 0.019251
 Minimum Node ID = 192 Value = -0.023146
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 744)
 Maximum Node ID = 191 Value = 0.065656
 Minimum Node ID = 236 Value = -0.05459
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 745)
 Maximum Node ID = 254 Value = 0.00015468
 Minimum Node ID = 413 Value = -0.00015508
 Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 752)
 Maximum Node ID = 55 Value = 10455.9
 Minimum Node ID = 8 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force

Component 1 53 - T2 Constraint Force
 Component 2 54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force (Model Vector 734)
 Maximum Node ID = 57 Value = 9390.95
 Minimum Node ID = 55 Value = -9395.76
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force (Model Vector 735)
 Maximum Node ID = 361 Value = 9392.36
 Minimum Node ID = 58 Value = -9393.66
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force (Model Vector 736)
 Maximum Node ID = 55 Value = 3174.93
 Minimum Node ID = 360 Value = -3174.97
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment (Model Vector 753)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 56 - R1 Constraint Moment
 Component 1 57 - R2 Constraint Moment
 Component 2 58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment (Model Vector 737)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 0 56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment (Model Vector 738)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 1 57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment (Model Vector 739)
 Maximum Node ID = 2 Value = 0.
 Minimum Node ID = 2 Value = 0.
 Type = Force Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
 Component 2 58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
 Maximum Value 1.06031 Output Vector 1 - Total Translation
 Minimum Value -0.57019 Output Vector 2 - T1 Translation

Force Summary
 Maximum Value 10455.9 Output Vector 51 - Total Constraint Force
 Minimum Value -9395.76 Output Vector 52 - T1 Constraint Force

Pipa 18 (100 m)

Output Set 25 - Eigenvalue 1 0.00115089

From = MSC/NASTRAN Analysis Type = Buckling Value = 0.0011509

Notes:

From: E:\95-013\Running Nastran\Running Jadi\Pipal016.op2

Date : Fri Jun 30 05:04:46 2000

BUCKLING CASE

SUBCASE 2

Output Vector 1 - Total Translation (Model Vector 750)

Maximum Node ID = 216 Value = 1.08421

Minimum Node ID = 55 Value = 0.

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Component 1 3 - T2 Translation

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 2 - T1 Translation (Model Vector 740)

Maximum Node ID = 216 Value = 0.85284

Minimum Node ID = 150 Value = -0.47301

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 2 - T1 Translation

Output Vector 3 - T2 Translation (Model Vector 741)

Maximum Node ID = 41 Value = 1.

Minimum Node ID = 19 Value = -0.5546

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 3 - T2 Translation

Output Vector 4 - T3 Translation (Model Vector 742)

Maximum Node ID = 385 Value = 0.0054671

Minimum Node ID = 190 Value = -0.0054672

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 4 - T3 Translation

Output Vector 5 - Total Rotation (Model Vector 751)

Maximum Node ID = 483 Value = 0.086053

Minimum Node ID = 150 Value = 0.0020177

Type = Displacement Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Component 1 7 - R2 Rotation

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 6 - R1 Rotation (Model Vector 743)

Maximum Node ID = 263 Value = 0.054669

Minimum Node ID = 33 Value = -0.065475

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 6 - R1 Rotation

Output Vector 7 - R2 Rotation (Model Vector 744)

Maximum Node ID = 483 Value = 0.055842

Minimum Node ID = 468 Value = -0.046625

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 1 7 - R2 Rotation

Output Vector 8 - R3 Rotation (Model Vector 745)

Maximum Node ID = 255 Value = 0.00020347

Minimum Node ID = 462 Value = -0.00020326

Type = Displacement Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y

Component 2 8 - R3 Rotation

Output Vector 51 - Total Constraint Force (Model Vector 752)

Maximum Node ID = 58 Value = 13056.6

Minimum Node ID = 8 Value = 0.

Type = Force Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y

Component 0 52 - T1 Constraint Force

```

Component 1      53 - T2 Constraint Force
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 52 - T1 Constraint Force      (Model Vector 734)
Maximum      Node ID = 183      Value = 9489.4
Minimum      Node ID = 181      Value = -9506.92
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      52 - T1 Constraint Force

Output Vector 53 - T2 Constraint Force      (Model Vector 735)
Maximum      Node ID = 335      Value = 9487.62
Minimum      Node ID = 437      Value = -9509.32
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      53 - T2 Constraint Force

Output Vector 54 - T3 Constraint Force      (Model Vector 736)
Maximum      Node ID = 363      Value = 4167.89
Minimum      Node ID = 58       Value = -4167.93
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      54 - T3 Constraint Force

Output Vector 55 - Total Constraint Moment  (Model Vector 753)
Maximum      Node ID = 2        Value = 0.
Minimum      Node ID = 2        Value = 0.
Type = Force                               Calc = Y Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment
Component 1      57 - R2 Constraint Moment
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Output Vector 56 - R1 Constraint Moment     (Model Vector 737)
Maximum      Node ID = 2        Value = 0.
Minimum      Node ID = 2        Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 0      56 - R1 Constraint Moment

Output Vector 57 - R2 Constraint Moment     (Model Vector 738)
Maximum      Node ID = 2        Value = 0.
Minimum      Node ID = 2        Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 1      57 - R2 Constraint Moment

Output Vector 58 - R3 Constraint Moment     (Model Vector 739)
Maximum      Node ID = 2        Value = 0.
Minimum      Node ID = 2        Value = 0.
Type = Force                               Calc = N Component Dir = Y Centroid = Y
Component 2      58 - R3 Constraint Moment

Displacement Summary
Maximum Value 1.31428 Output Vector 1 - Total Translation
Minimum Value -0.5546 Output Vector 3 - T2 Translation

Force Summary
Maximum Value 13056.6 Output Vector 51 - Total Constraint Force
Minimum Value -9509.32 Output Vector 53 - T2 Constraint Force

```


LAPORAN HARIAN PENGEBORAN



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.6, Jl. TB. Simatupang Kav. 1B Jakarta Telp: (021) 78531210 - Fax: (021) 78831209

ELNUSA WORKOVER SERVICES

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 23

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

UMUR : KTB-1
 G : No.18, N-110 M
 Status jam 06:00 : Sedang rembis
 Status jam 00:00 : Sedang rembis spi 1034 M
 Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1227 m (Perbesar)
 Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1227 m (perbesar)
 Majuan : 0 m 0 m (Perbesar)
 Pore press : 1.29 SG
 CD : 1.405 SG

Tanggal : 09 Januari 2000
 Jam : 06:00
 Engineers : Haryo S/ Moyn

DATA ROP REMBIS

ROP Max : 0.1 min/m² 1149 n
 ROP Min : 6.3 min/m² 1123 n
 ROP rata-2 : 1.8 min/m²
 ROP Terakhir : 0.1 min/m² 149 n
 Trip gas : Units : 5

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CL	T	SG (in/out)
1.4 / 1.41	43	10	20	4/9	0.6	-	10.0	8.7	9.0	1.5	3700		52 / 5

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		OTIDI
					Masuk	Cabut	dlt 24 jam	Total	dlt 24 jam	Total	
2/2	17 1/2	L-214-759	1x16+2x32	VAREL	400		4.62	44:00	0	327	

PARAMETER REMBIS / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
994-1153	1-5	110	55	52	800	1050	2	57/80	146

DATA GAS REMBIS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
994-1120		0.2	204							23

THOLOGY

Interval (m)	Sh	Sst	Sst	Lst	Marl

Kegiatan :

01-2000

06:00-10:30 : Lanjut rembis dari 936 m spi 998 m, Stop rembis karena SG turun menjadi 1.38 dan mulai viscous. Sementara barite di lokasi telah habis dan supply belum tiba di lokasi
 10:30-12:00 : Cabut rangkaian spi 378 m
 12:00-18:30 : Perbaiki kondisi lumpur yang ada di surface dan dalam csg 20" spi 387 M
 SG/VISC in / out : 1.42 / 1.42 ; 40 / 40
 18:30-20:00 : Masuk rangkaian pahat dari 378 M spi 998 M, duduk 5 ton
 20:00-23:00 : Lanjut rembis dari 998 M spi 1018 M
 23:00-23:30 : Sirkulasi, sementara check semua valve di pompa#2 karena tidak ada pressure
 23:30-24:00 : Lanjut rembis dari 1018 M spi 1034 M

01-2000 00:00-06:00 : Lanjut wash down dan rembis dari 1034 M spi 1153 M

ARAN

: UNTUK TRAYEK INI GUNAKAN SG YANG SAMA PADA SAAT DRILLING YAITU 1.33-1.44 KARENA DENGAN SG 1.43-1.44 LUBANG MENJADI STABIL
 USAHAKAN GPM MINIMUM 750 GPM SPY CUTTING DI ANN. 20" CSG DAPAT TERANGKAT.

Hy
 De 32.427.269
 cc. 2.897.057.505

US\$ 7070
 US\$ 440.550.80



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, JL TB. Simetupang Kav. 1B Jakarta Telpun : (021)78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 33

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTB-1
 RIG : No.18, N-110 M
 Status jam 06:00 : Sedang atasi stuck dengan sirkulasi
 status jam 00:00 : Sedang cabut
 Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1512 m (perbesar)
 Kemajuan : 0 m 21 m (Perbesar)
 Est Pore press : 1.29 SG
 ECD : 1.49 SG

Tanggal : 19 Januari 2000
 Jam : 06:00
 Engineers : Endang W/ Yoyon

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : 6.0 min/m@ 1532 m
 ROP Min : 21 min/m@ 1530 m
 ROP rata-2 : 4.5 min/m
 ROP Terakhir : 10.0 min/m@ 1533 m
 Trip gas : Units @ m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) in/out
1.46	45	16	28	8/15	0.5	-	13	9	1/9/00	1	31000	54/58

DATA PAHAT

No.	UKURAN (Inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dil 24 jam	Total	dil 24 jam	Total	
23	17 1/2	L-214 - 759	2x16.1x1 5/8"	VAREL	402	1533	4.57	102.42	21	1131	

PARAMETER PEMBESARAN LUBANG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
1512-1533	5.9	100 - 120	56	56	838	1260	-	73/85	245

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
1512 - 1533	3	2	770	-	-	-	-	-	-	127

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Shz	Sst	Lst	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

18-01-2000

06:00-10:30 Sirkulasi dengan pompa #1, sementara perbaiki pompa #2 (ganti piston rubber, piston rod, pengelasan stand pipe manifold).
 10:30-16:00 Lanjut pembesaran lubang 12-1/4" ke 17-1/2" dari 1512 m sampai 1533 m, sirkulasi drop Topco,
 16:00-18:00 Cabut rangkaian pahat 17-1/2" dari 1533 m sampai 539 m.
 18:00-24:00 Hambatan : dari 1430 m sampai 1394 m OP 10 - 15 ton
 dari 632 m sampai 539 m OP 10 - 15 ton

19-01-2000

00:00-06:00 Cabut rangkaian pahat 17-1/2" joint per joint pakai kelly dan pompa dari 539 m sampai 473 m
 Hambatan : dari 539 m sampai 437 m OP 10 - 15 ton
 Kedalaman 473 m terjadi stuck pipe, usaha atasi stuck belum berhasil

3/3



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT. 8, Jl. TB. Simatupang Kev. 18 Jakarta Telpn : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MAJO LOGGING UNIT 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 34

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTB-1
 RIG : No.18, N-110 M
 Status jam 06:00 : Sedang atasi jepitan dengan rendam lar. Mill free
 status jam 00:00 : Sedang atasi jepitan
 Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1533 m (perbesar)
 Kemajuan : 0 m 0 m (Perbesar)
 Est Pore press : 1.29 SG
 ECD : 1.49 SG

Tanggal : 20 Januari 2000
 Jam : 06:00
 Engineers : Endang W/ Yoyon

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : - min/m@ - m
 ROP Min : - min/m@ - m
 ROP rata-2 : - min/m
 ROP Terakhir : - min/m@ - m
 Trip gas : - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) In/out
1.46	47	18	30	8/15	0.25	-	13	8.5	1/8/00	1	31000	42/48

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dim 24 jam	Total	dim 24 jam	Tonel	
2/3	17 1/2	L-214 - 759	2x16,1x1 5/8"	VAREL	402	1533	-	102.42	0	1131	

PARAMETER PEMBESARAN LUBANG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Sst	Sgt	Lst	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

19-01-2000

06:00-24:00 Lanjut atasi jepitan di 473 M, dengan :
 - Regang lepas dan jaring 76 kali sambil sirkulasi 760 GPM
 - Pompakan 5 M³ lumpur Hi-vis dan lanjutkan dengan sirkulasi dengan 950 GPM, sambil usaha regang lepas (belum berhasil)

20-01-2000

00:00-08:00 Lanjut atasi jepitan di 473 M, dengan regang lepas (belum berhasil)
 Pompakan 50 bbl larutan Mill free 15% SG 1.46 vis 49 (27 bbl diesel oil + 6 drum Mill free + 11 bbl air + 163 sx berita + 1sx XC Poly), sambil di tensi OP 15 klbs & ditorsi (Soak in place at 04:30)

Note : Posisi larutan 25 bbl di dalam annulus, puncak larutan di 440 BRT dan 25 bbl dalam rangkaian pipa bor



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simatupang Kav. 1B Jakarta Telpon : (021)78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 37

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTB-1
 RIG : No.18, N-110 M
 Status jam 06:00 : Sedang usaha bebaskan jepitan
 status jam 00:00 : Sedang buat guide
 Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kemajuan : 0 m 0 m (Perbesar)
 Est Pore press : - SG
 ECD : - SG

Tanggal : 23 Januari 2000
 Jam : 06:00
 Engineers : Endang W/ D. Adi R

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : - min/m@ - m
 ROP Min : - min/m@ - m
 ROP rata-2 : - min/m
 ROP Terakhir : - min/m@ - m
 Trip gas : - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (In/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	Cl -	T (°C) In/out
1.46	47	18	30	8/15	0.2	1	13	8.5	8.5	1	31000	26

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dil 24 jam	Total	dil 24 jam	Total	
2/3	17 1/2	L-214 - 759	2x18,1x1 5/8"	VAREL	402	1533	-	102.42	0	1131	

PARAMETER PEMBESARAN LUBANG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Sist	Sst	Lst	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

22-01-2000

06:00-12:30 : Lanjut Persiapkan alat pancing
 12:30-14:30 : Masuk rangkaian alat pancing dilengkapi Jar 6 1/2" / Bumper sub spi 390 M (puncak ikan)
 14:30-16:30 : Usaha pancing ikan, tidak berhasil
 16:30-18:30 : Cabut rangkaian sampai permukaan
 18:30-24:00 : Perbaiki gude alat pancing

23-01-2000

00:00-00:30 : Lanjut perbaikan guide alat pancing
 00:30-03:30 : Masuk rangk. Pancing spi 390 M dan lakukan reconnect
 03:30-06:00 : Usaha bebaskan jepitan di 473 M dengan regang lepas OP 130 klbs, belum berhasil

3/3



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.6, Jl. TB. Simatupang Kav. 1B Jakarta Telpun : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUJ LOGGING UNITS 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 36

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTB-1
 RIG : No.18, N-110 M
 Status jam 06:00 : Sedang buat alat pancing
 status jam 00:00 : Cabut sampai 292 M
 Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1533 m (perbesar)
 Kemajuan : 0 m 0 m (Perbesar)
 Est Pore press : 1.29 SG
 ECD : 1.49 SG

Tanggal : 22 Januari 2000
 Jam : 06:00
 Engineers : Endang W/ Yoyon

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : - min/m@ - m
 ROP Min : - min/m@ - m
 ROP rata-2 : - min/m
 ROP Terakhir : - min/m@ - m
 Trip gas : - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	Cl -	T (°C) In/out
1.46	47	18	30	8/15	0.2	1	13	8.5	8.5	1	31000	26

DATA PAHAT

No.	UKURAN (Inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	di 24 jam	Total	dim 24 jam	Total	
2/3	17 1/2	L-214 - 759	2x16.1x1 5/8"	VAREL	402	1533	-	102.42	0	1131	

PARAMETER PEMBESARAN LUBANG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Sst	Sst	Lst	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

21-01-2000

06:00-20:00 Lanjut atasi jepitan regang lepas & beri torsi (OP 200 klbs) belum berhasil
 20:00-23:00 Persiapan & back off di kedalaman 390.3 m dengan wire line
 23:00-24:00 Cabut rangkaian dari 390.3 m - 292 m

22-01-2000

00:00-02:30 Lanjut cabut rangkaian dari 292 M sampai permukaan (hasil 40 jts DP 5" + 1 X/O + 1 jt DC 6 1/4")
 02:30-04:00 Geser kabel bor 7 m, potong kabel bor 28 m
 04:00-06:00 Persiapkan alat pancing



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.2, Jl. TB. Smitupang Kav. 18 Jakarta Telpun : (021)75631210 - Fax : (021) 75631209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT # 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 40

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTS-1
 RIG : No.18, N-110 M
 Status jam 08:00 : Sedang regang lepas
 status jam 00:00 : Sedang regang lepas
 Kedalaman sekarang : 1800 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kedalaman sebelumnya : 1800 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kemajuan : 0 m 0 m (Perbesar)
 Est Pore press : - SG
 ECD : - SG

Tanggal : 28 Januari 2000
 Jam : 08:00
 Engineers : Endang W/ D. Adi R

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : - min/m@ - m
 ROP Min : - min/m@ - m
 ROP rata-2 : - min/m
 ROP Terakhir : - min/m@ - m
 Trip gas : - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	Cl -	T (°C) in/out
1.48	45	15	25	6/12	0.25	0	13	8	8.5	1	31000	50/52

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dil 24 jam	Total	dil 24 jam	Total	
2/3	17 1/2	L-214 - 759	2x16,1x1 5/8"	VAREL	402	1533	-	102.42	0	1131	

PARAMETER PEMBESARAN LUBANG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Sst	Sst	Lat	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

25-01-2000

06:00-19:00 : Usaha atasi jepitan dengan direndam larutan ez-spot 15% selama 12 jam pada posisi string digantung seberat rangkaian 67 Kibs
 19:00-24:00 : Lakukan regang/lepas op 200 Kibs, aktifkan Jar 27 kali dan berikan torsi sambil pompakan 5 bbis Black Magic yang tersisa dalam pipa setiap 2 jam (total : 25 bbis)

26-01-2000

00:00-06:00 : Lanjut lakukan regang/lepas op 200 Kibs, aktifkan Jar 32 kali (total : 59 kali) dan berikan torsi sambil pompakan 5 bbis Black Magic yang tersisa dalam pipa setiap 2 jam (total : 25 bbis), belum berhasil lepas





PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simatupang Kav. 18 Jakarta Telpn : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 41

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTB-1
 RIG : No.18, N-110 M
 Status jam 08:00 : Sedang membuat Guide 14"
 status jam 00:00 : Usaha reconnect kembali
 Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kemajuan : 0 m 0 m (Perbesar)
 Est Pore press : - SG
 ECD : - SG

Tanggal : 27 Januari 2000
 Jam : 08:00
 Engineers : Dedl A / D. Adl R

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : - min/m@ - m
 ROP Min : - min/m@ - m
 ROP rata-2 : - min/m
 ROP Terakhir : - min/m@ - m
 Trip gas : - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) In/out
1.48	48	15	30	6/12	0.25	0	13	8	8.5	1	31000	50/52

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dll 24 jam	Total	dll 24 jam	Total	
2/3	17 1/2	L-214-759	2x16.1x1.5/8"	VAREL	402	1533	-	102.42	0	1131	

PARAMETER PEMBESARAN LUBANG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Stat	Sst	Lst	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

25-01-2000

- 06:00-12:00 : Usaha atasi jepitan rangkaian bor, dengan direndam ez-spot 15% aa n Black Magic sambil lakukan regang/lepas op 200 Klbs aktifkan jast 23 kali, serta memberikan torsi, belum berhasil
 12:00-13:00 : Sirkulasi
 13:00-21:30 : Persiapan Back off
 - Buka rotary hose dan Gooseneck
 - Lakukan Back off di 481,3 m dengan wireline 10 lilitan beban tarik 88 Klbs (op 8 Klbs), torsi 1 1/4 putaran kiri rangkaian terlepas pada beban 35 1/2 Klbs
 21:30-24:00 : Usaha reconnect kembali, tidak berhasil. Cabut rangkaian mendapat 11 batang DP 8,5" (Top Fish 106,42 m)

27-01-2000

- 00:00-06:00 : Sedang membuat Guide 14" untuk memancing ikan



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.3, Jl. TB. Simatupang Kav. 18 Jakarta Telpn : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 42

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTB-1
RIG : No.18, N-110 M
Status jam 06:00 : Persiapan Wash Over Pipe 9 5/8"
status jam 00:00 : Cabut rangkaian
Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
Kemajuan : 0 m 0 m (Perbesar)
Est Pora press : - SG
ECD : - SG

Tanggal : 28 Januari 2000
Jam : 06:00
Engineers : Dedi A./ D. Adi R

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : - min/m@ - m
ROP Min : - min/m@ - m
ROP rata-2 : - min/m
ROP Terakhir : - min/m@ - m
Trip gas : - Units @ - m

DATA LUMPUR

3 (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) in/out
1.46	46	15	30	6/12	0.25	0	13	8	8.5	1	31000	50/52

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dlm 24 jam	Total	dlm 24 jam	Total	
2/3	1 1/2	L-214-759	2x16 1x1 5/8"	VAREL	402	1533	-	102.42	0	1131	Y787G

PARAMETER PEMBESARAN LUBANG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	IC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Sist	Sst	Lst	Marl
-	-	-	-	-	-

Agian :

27-01-2000

06:00-13:00 : Lanjut membuat Guide 14" untuk pancing ikan
13:00-14:00 : Masuk rangkaian untuk pancing ikan sampai 106,3 m (puncak ikan), lakukan reconnect dan berhasil, regang rangkaian 250 Klbs
14:00-17:00 : Kencangkan ikatan dengan memberikan torsi 1 1/2 - 2 putaran kanan pada setiap beban 5 Klbs, mulailah beban tarik 25 Klbs - 80 Klbs
17:00-17:30 : Masuk rangkaian swab untuk sablon rangkaian, duduk di 10 m, diperkirakan lower kelly cock tidak full open
17:30-20:00 : Lakukan mechanical back off pada beban 41,5 Klbs, berhasil lepas pada beban 64 Klbs
20:00-24:00 : Cabut rangkaian

28-01-2000

00:00-05:00 : Lanjut cabut rangkaian hasil 33 batang DP 5" + 8 batang DC 6 1/4" + 3 X/O + 1 JAR 6 1/4", puncak ikan diperkirakan di 410,5 m
05:00-06:00 : Persiapan wash over pipe 9 5/8" dengan wash over shoe 14 3/8" OD



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simatupang Kav. 1B Jakarta Telpn : (021)78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 43

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTB-1
RIG : No.18, N-110 M
Status jam 06:00 : Sedang lay down
status jam 00:00 : Lanjut masuk rangkaian wash over pipe
Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
Kemajuan : 0 m 0 m (Perbesar)
Est Pore press : - SG
ECD : - SG

Tanggal : 29 Januari 2000
Jam : 06:00
Engineers : Dedi A./ D. Adi R

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : - min/m@ - m
ROP Min : - min/m@ - m
ROP rata-2 : - min/m
ROP Terakhir : - min/m@ - m
Trip gas : - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) in/out
1.46	46	15	30	6/12	0.25	0	13	8	8.5	1	31000	50/52

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI Y/B/G
					Masuk	Cabut	di 24 jam	Total	di 24 jam	Total	
2/3	17 1/2	L-214-759	2x15.1x1 5/8"	VAREL	402	1533	-	102.42	0	1131	

PARAMETER BOR KURUNG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Pai)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
482	-	-	55	55	790	600	-	58/71	102

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Sist	Sst	Lst	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

28-01-2000

06:00-16:00 : Lanjut persiapan dan masuk 4 join wash over pipe 9 5/8", 43.5 ppf. Dilengkapi dengan wash over shoe 14 3/8" (setiap sambungan diperkuat dengan spalk) sampai dengan puncak ikan di 410 m, panjang efektif wash over pipe = 40.36 m
16:00-16:30 : Usaha masukkan ikan kedalam wash over pipe sambil sirkulasi
16:30-24:00 : Bor kurung dan wash down dari 410 m - 450 m tidak terdapat hambatan, sirkulasi di 450 m, spot Hi-vis 7 m³

28-01-2000

00:00-00:30 : Lanjut masuk rangkaian wash over pipe sampai dengan 482.24 m tidak ada hambatan (posisi pahat stuck di 473 m) diperkirakan ikan turun
00:30-01:30 : Sirkulasi bersih di 482.24 m.
01:30-06:00 : Cabut dan lay down rangkaian wash over pipe untuk masuk rangkaian reconnect, sedang lay down

NOTE :

Bor kurung di 415 m - 434 m banyak cutting yang keluar
Bor kurung di 434 m - 450 m banyak cutting yang tidak keluar (bersih)



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT. B, JL TB. Simentupang Kav. 18 Jakarta Telpn: (021)78831210 - Fax: (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 44

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTB-1
 RIG : No. 18, N-110 M
 Status jam 06:00 : Sedang usaha tangkap ikan
 status jam 00:00 : Usaha mencari ikan sampai 685 m
 Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kemajuan : 0 m / 0 m (Perbesar)
 Est Pore press : - SG
 ECD : - SG

Tanggal : 30 Januari 2000
 Jam : 06:00
 Engineers : Dedi A./ D. Adi R

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : - min/m @ - m
 ROP Min : - min/m @ - m
 ROP rata-2 : - min/m
 ROP Terakhir : - min/m @ - m
 Trip gas : - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	Cl -	T (°C) In/out
1.46	48	15	30	6/12	0.2	1	13	7.5	8.5	1	31,000	43 / 47

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dili 24 jam	Total	dili 24 jam	Total	
											T / B / G

PARAMETER BOR KURUNG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (R/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
-	-	-							

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Sst	Sst	Let	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

29-01-2000

06:00-07:30 : Lanjut Lay down WOP 9 5/8" (4 jts) + WOS 14 3/8" x 8 3/4"
 Periksa 3D WOP terdapat bekas goresan berbentuk lingkaran (diameter 7 3/4")
 07:00-12:00 : Persiapan & masuk reconnect sub 6 5/8" reg p + guide 15" + x/o + Jar 6 1/2" + x/o + 6 jts DC 6 1/4" + rangk DP 5"
 (sambungan di spalk) sampai 300 M
 12:00-12:30 : Gesar kabel bor I (7 M)
 12:30-24:00 : Lanjut masuk reconnect sub dari 300 - 685 M
 Note :
 - di 546 M dan di 581 M, duduk 15 klbs, usaha tangkap ikan, belum berhasil (ikan turun)
 - Sirkulasi bersih setiap masuk 1 - 2 std DP 5" (cutting banyak)

30-01-2000

00:00-03:00 : Lanjut masuk reconnect sub 6 5/8" reg p + guide 15" + x/o + Jar 6 1/2" + x/o + 6 jts DC 6 1/4" + rangk DP 5"
 dari 685 - 1405,2 M



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simetupang Kav. 1B Jakarta Telpn : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 45

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTB-1
 RIG : No.18, N-110 M
 Status jam 06:00 : Sedang cabut rangkaian reconnect
 status jam 00:00 : Usaha reconnect
 Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
 Kemajuan : 0 m / 0 m (Perbesar)
 Est Pore press : - SG
 ECD : - SG

Tanggal : 31 Januari 2000
 Jam : 06:00
 Engineers : Dedi A./ D. Adi R

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : - min/m@ - m
 ROP Min : - min/m@ - m
 ROP rata-2 : - min/m
 ROP Terakhir : - min/m@ - m
 Trip gas : - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	Cl -	T (°C) in/out
1.46	46	13	28	8/12	0.25	-	14	7.5	8.5	1	31,000	55/60

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Maguk	Cabut	dil 24 jam	Total	dil 24 jam	Total	

PARAMETER BOR KURUNG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (Ton)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann . DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
-	-	-							

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Unit)	BG (Unit)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Stat	Sat	Lst	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

30-01-2000
 06:00-10:00 : Lanjut masuk reconnect dari 1405,2 - 1475 M
 10:00-20:00 : Perbaikan pompa I dan II secara bergantian sambil lanjut masuk rangkaian reconnect, duduk 10 klbs di 1533.5 M (dasar lubang 17 1/2"), diperkirakan puncak ikan ?
 Pompa I : ganti stuffing box, piston komplet 1 set, valve insert 2 pcs, gland packing 1 set (6 pcs), rubber piston 1 pcs
 Pompa II : ganti valve insert 4 pcs
 20:00-23:00 : Sirkulasi bersih (banyak cutting keluar di shaker)
 23:00-24:00 : Usaha reconnect di 1533.5 M

 31-01-2000
 00:00-03:00 : Lanjut Usaha reconnect berulang-ulang di 1533.5 M, tidak berhasil (diperkirakan ikan menyamping ?)
 03:00-06:30 : Cabut rangkaian reconnect dari 1533 - 800 M



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAMA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simatupang Kav. 18 Jakarta Telpn : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 45

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 01 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110 M	Jam	: 08:00
Status jam 06:00	: Sedang rembis	Engineers	: Dedi A./ D. Adi R
status jam 00:00	: Rembis berulang-ulang spi 1181 M	DATA ROP PEMBESARAN LUBANG	
Kedalaman sekarang	: 1800 m (bor) / 1533 m (Perbesar)	ROP Max	: - min/m @ - m
Kedalaman sebelumnya	: 1800 m (bor) / 1533 m (Perbesar)	ROP Min	: - min/m @ - m
Kemajuan	: 0 m 0 m (Perbesar)	ROP rata-2	: - min/m
Est Pore press	: - SG	ROP Terakhir	: - min/m @ - m
ECD	: - SG	Trip gas	: - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) In/out
1.45	46	13	28	6/12	0.25	-	14	7.5	8.5	1	31,000	51/50

DATA PAHAT

No.	UKURAN (Inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Manuk	Cabut	din 24 jam	Total	din 24 jam	Total	
3/1 RR	17 1/2"	L-111/489966	16, 20, OPEN	VAREL							

PARAMETER REMBIS / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
1153 - 1238	0 - 10	50 - 60	50	53	760	1820		86 / 77	84.5

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Silt	Sst	Ls	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

31-01-2000

06:00-09:00 : Cabut rangkaian reconnect dari 1533 sampai permukaan (Gulde tidak ada tanda-tanda bergesekan dengan metal)
 09:00-18:30 : Persiapan & masuk pahat 17 1/2" no. 3/1 RR sambil disablon tiap stand (naik-turun) duduk 10 klbs di 1153 M
 Rembis sambil sirkulasi, baik
 18:30-24:00 : Lanjut masuk rangkaian per joint, duduk 15 klbs di 1171 M, rembis berulang-ulang sampai 1181 M

01-2-2000

00:00-06:00 : Lanjut rembis berulang-ulang dari 1181 - 1249 M

Catatan : sampai kedalaman 1249 M, belum ada tanda-tanda rangkaian bor menyentuh ikan yang tertinggal di dalam lubang bor

WOS = 120 klbs, PUW = 125 klbs, SOW = 115 klbs, Rot. Weight = 120 klbs



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAMA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simatupang Kav. 1B Jakarta Telpn : (021)78131210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT#7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 47

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 02 Februari 2000
RIG	: No.18, N -110 M	J a m	: 06:00
Status jam 06:00	: Sedang rembis	Engineers	: Dedi A/ D. Adi R
status jam 00:00	: Rembis berulang-ulang spi 1486 M	DATA ROP PEMBESARAN LUBANG	
Kedalaman sekarang	: 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)	ROP Max	: - min/m@ - m
Kedalaman sebelumnya	: 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)	ROP Min	: - min/m@ - m
Kemajuan	: 0 m 0 m (Perbesar)	ROP rata-2	: - min/m
Est Pore press	: - SG	ROP Terakhir	: - min/m@ - m
ECD	: - SG	Trip gas	: - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) In/out
1.50	47	20	30	8/15	0.25	1.0	14	7.5	8.5	1	31,000	58/62

DATA PAHAT

No.	UKURAN (Inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dll 24 jam	Total	dllm 24 jam	Total	
3/1 RR	17 1/2"	L-111/469966	16, 20, OPEN	VAREL							T / B / O

PARAMETER REMBIS / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Pai)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
1249 - 1524	0 - 9	50 - 60	50	50	745	1950		66 / 76	93.8

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Sst	Sol	Lst	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

31-01-2000

06:00-17:30 : Lanjut rembis berulang-ulang dari 1249 - 1445 M
 17:30-18:00 : Perbaikan stand pipe, bocor (ganti seal 1 pcs)
 18:00-20:00 : Lanjut rembis dari 1445 - 1486 M
 20:00-24:00 : Perbaikan pompa I (ganti valve insert 4 pcs, rubber piston 1 pcs, gland packing 2 pcs, piston rod 1 pcs)

01-2-2000

00:00-01:00 : Lanjut perbaikan pompa I
 01:00-06:00 : Lanjut rembis dari 1486 - 1524 M

Catatan : sampai kedalaman 1524 M, belum ada tanda-tanda rangkaian bor menyentuh ikan yang tertinggal di dalam tubang bor

WOS = 132 klbs, PUW = 135 klbs, SOW = 127 klbs, Rot. Weight = 132 klbs

Revisi : Adi R/Ardi W



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT. 8, Jl. TB. Simatupang Kav. 18 Jakarta Telpn : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 48

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR : KTB-1
RIG : No.18, N-110 M
Status jam 06:00 : Sedang sirkulasi
status jam 00:00 : Perbesaran lubang 12-1/4" ke 17-1/2" sampai 1571 M
Kedalaman sekarang : 1600 m (bor) / 1600 m (Perbesar)
Kedalaman sebelumnya : 1600 m (bor) / 1533 m (Perbesar)
Kemajuan : 0 m 67 m (Perbesar)
Est Pore press : 1.30 SG
ECD : 1.514 SG

Tanggal : 03 Februari 2000
Jam : 06:00
Engineers : Dedi A / D. Adi R

DATA ROP PEMBESARAN LUBANG

ROP Max : 1.8 min/m@ 1584 m
ROP Min : 22.4 min/m@ 1546 m
ROP rata-2 : 8.9 min/m
ROP Terakhir : 6.2 min/m@ - m
Trip gas : - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) in/out
1.51/1.52	54	23	24	7/16	0.3	1.0	15	8	9	1	32,000	60/64

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dll 24 jam	Total	dll 24 jam	Total	
3/1 RR	17 1/2"	L-111/469966	16, 20, OPEN	VAREL	1533		9.9	18.8	67	67	

PARAMETER PERBESARAN LUBANG / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
1533 - 1600	10 - 15	90 - 120	50	50	745	1950	-	64 / 74	91.5

DATA GAS PEMBESARAN LUBANG

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LITHOLOGY

Interval (m)	Sh	Slst	Sst	Lst	Marl
-	-	-	-	-	-

Kegiatan :

02-01-2000

06:00-07:00 : Lanjut rembis berulang-ulang dari 1524 - 1533 M (tidak ada tanda-tanda rangkaian bor menyentuh ikan)
07:00-10:00 : Perbesar lubang 12 1/4" - 17 1/2" dari 1533 - 1543 M
10:00-17:00 : Sirkulasi dengan pompa I, sambil perbaikan pompa II (ganti Gland packing 1 pcs, gland retainer 1 pcs, Stuffing box 1 pcs)
17:00-17:30 : Lanjut perbesar lubang 12 1/4" - 17 1/2" dari 1543 - 1546 M
17:30-19:00 : Sirkulasi dengan pompa I, sambil perbaikan Engine pompa II (ganti V-belt radiator)
19:00-24:00 : Lanjut perbesar lubang 12 1/4" - 17 1/2" dari 1546 - 1571 M

03-02-2000

00:00-04:00 : Lanjut perbesar lubang 12 1/4" - 17 1/2" dari 1571 - 1600 M
04:00-06:00 : Sirkulasi

Catatan : sampai kedalaman 1600 M, belum ada tanda-tanda rangkaian bor menyentuh ikan yang tertinggal di dalam lubang bor

WOS = 135 klbs, PUW = 137 klbs, SOW = 130 klbs, Rot. Weight = 135 klbs

Regards : Adi R/Ardi W



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA L.T.8, Jl. TB. Simetupang Kav. 1B Jakarta Telpun : (021)78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 82

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 18 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110 M	J a m	: 06:00
Status jam 08:00	: Sedang bor formasi di 1858 m	Engineers	: Prabowo / Dediarwana
status jam 00:00	: Bor formasi sampai 1819 m		
Kedalaman sekarang	: 1858 mku / 1858 mkt	ROP Max	: 2.4 min/m@ 1839 m
Kedalaman sebelumnya	: 1802 mku / 1802 mkt	ROP Min	: 104.9 min/m@ 1813 m
Kemajuan	: 56 mku / 56 mkt	ROP rata-2	: 20.0 min/m
Est Pore press	: 1.36 SG	ROP Terakhir	: 3.9 min/m@ 1858 m
ECD	: 1.47 SG	Trip gas	: - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (inkout)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	Cl-	T (°C) In/out
1.46	52	22	24	7/18	0.25	1.0	11.5	6	9	1	33,000	54/65

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dil 24 jam	Total	dil 24 jam	Total	
4RR	12-1/4"	L-111-469968	3XOPEN	VAREL	1600	1605	1:30	1:30	5	5	
5/2RR(1/1)	12 1/4"	DS61H-23327	3x15.2x16	HYCLOG	1605		15.2	95.8	56	1823	-

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/OC (ft/min)		JET VEL (ft/sec)
			1	2						
1802-1858	15-20	120-140	55	55	660	2080	-	133	193	239

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
1803	21.8	2	745	-	-	-	-	-	-	206

LITHOLOGY

Interval (m)	Clst/Sh	Sist	Set	Lst	Marl
1802-1821	60%-90%	-	-	-	10%-40%
1821-1851	30%-80%/-	20%-70%	-	-	0%-10%

Kegiatan :

17-02-2000

06:00-17:00 : Lanjut sedang perbaikan pompa #1.
 17:00-18:00 : Masuk pahat 12 1/4" sampai 1802 m, sirkulasi
 18:00-20:30 : Bor formasi dari 1802 m - 1812 m, tekanan pompa turun
 20:30-22:30 : Sirkulasi dengan pompa #1, sambil perbaikan pompa #2
 22:30-24:00 : Lanjut bor formasi dari 1812 m - 1819 m

18-02-2000

00:00-06:00 : Lanjut bor formasi dari 1819 m - 1858 m



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simelupang Kav. 1B Jakarta Telpun : (021)78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT#7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 62

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 19 Februari 2000
RIG	: No.18, N -110 M	Jam	: 06:00
Status jam 06:00	: Perbaikan pompa #2	Engineers	: Prabowo / Dediarwans
status jam 00:00	: Bor formasi sampai 1803 m		
Kedalaman sekarang	: 1915 mku / 1915 mkt	ROP Max	: 2.2 min/m@ 1855 m
Kedalaman sebelumnya	: 1858 mku / 1858 mkt	ROP Min	: 71.4 min/m@ 1907 m
Kemajuan	: 57 mku / 57 mkt	ROP rata-2	: 22.6 min/m
Est Pore press	: 1.36 SG	ROP Terakhir	: 13.1 min/m@ 1915 m
ECD	: 1.47 SG	Trip gas	: - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) In/out
1.47	53	22	26	6/20	0.25	-	12	6.4	9	1	34.000	54/65

DATA PAHAT

No.	UKURAN (Inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dil 24 jam	Total	dil 24 jam	Total	
4RR	12-1/4"	L-111-468965	3XOPEN	VAREL	1600	1605	1:30	1:30	6	5	
5/2RR(1/1)	12 1/4"	DS61H-23327	3x15,2x15	HYCALOG	1605		21.5	117.3	57	1980	-

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)		JET VEL (ft/sec)
			1	2						
1802-1858	15-20	120-140	51	52	642	1579	-	127	184	228

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
1851-1915	-	2	174	-	-	-	-	-	-	232

LITHOLOGY

Interval (m)	Clst/Sh	Sist	Set	Lst	Marl
1851-1858	60%-100%	-	0%-20%	0%-10%	10%-20%
1858-1915	TR-100%	TR-80%	-	0%-10%	-

Kegiatan :

18-02-2000

- 06:00-17:00 : Lanjut bor formasi dari 1858 m - 1888 m (pompa #2 bocor pada Discharge Line 4")
- 17:00-18:30 : Perbaikan kebocoran Discharge Line 4" pompa #2, sambil sirkulasi dengan pompa #1
- 18:30-24:00 : Lanjut bor formasi dari 1888 m - 1903 m

19-02-2000

- 00:00-00:30 : Lanjut bor formasi dari 1903 m - 1906 m
- 00:30-02:00 : Perbaikan kebocoran Glandpacking pompa #1, sambil sirkulasi dengan pompa #2 dan pompa #3
- 02:00-04:30 : Lanjut bor formasi dari 1906 m - 1915 m, tekanan turun
- 04:30-06:00 : Perbaikan Glandpacking pompa #2, sambil sirkulasi dengan pompa #1 dan pompa #3

Keterangan :

- Pompa #3 : - Selesai pasang saringan isap jam 23:30
- Masih slip pada "V"- Belt Drive, pada tekanan = 1100 psi
- GPM maximum = 450 - 460 GPM (pompa #1 / pompa #2 + pompa #3)
- Tidak memenuhi untuk GPM Bor



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT. & JL. TB. Simatupang Kav. 1E Jakarta Telpn : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT # 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 65

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 20 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110 M	Jam	: 06:00
Status jam 06:00	: Sedang bor formasi	Engineers	: Prabowo / Dediarwana
status jam 00:00	: Bor formasi sampai 1938 m		
Kedalaman sekarang	: 1944 mku / 1944 mkt	ROP Max	: 4.6 min/m@ 1917 m
Kedalaman sebelumnya	: 1915 mku / 1915 mkt	ROP Min	: 36.7 min/m@ 1928 m
Kemajuan	: 29 mku / 29 mkt	ROP rata-2	: 25.8 min/m
Est Pore press	: 1.36 SG	ROP Terakhir	: 31.1 min/m@ 1944 m
ECD	: 1.47 SG	Trip gas	: - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/cut)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) in/cut
1.47	52	20	27	8/20	0.25	-	12	6.2	9	1	34,000	61/63

DATA PAHAT

No.	UKURAN (Inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dlm 24 jam	Total	dlm 24 jam	Total	
4RR	12-1/4"	L-111-469566	3XOPEN	VAREL	1600	1805	1:30	1:30	5	5	
5/2RR(1/1)	12 1/4"	DS61H-23327	3x15,2x16	MYCLOG	1605		12.5	129.5	29	1909	-

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (A)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
1915-1950	20	120-140	50	54	648	1541	-	127	184

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	IC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
1915-1944	-	2.5	309	-	-	-	-	-	-	206

LITHOLOGY

Interval (m)	Cls/Sh	Sist	Sst	Lst	Marl
1915-1919	60%	40%	-	-	-
1919-1937	0%-70%	40%-100%	-	0%-30%	-
1937-1941	40%-60%	40%-60%	-	-	-

Kegiatan :

19-02-2000

- 06:00-10:00 : Lanjut perbaikan Glandpacking pompa #2, sambil sirkulasi dengan pompa #1 + pompa #3
- 10:00-12:30 : Lanjut bor formasi dari 1915 m - 1922 m
- 12:30-14:00 : Perbaikan pompa #2, sirkulasi dengan pompa #3
- 14:00-15:30 : Lanjut bor formasi dari 1922 m - 1926 m
- 21:00-18:00 : Perbaikan pompa #2, sirkulasi dengan pompa #1
- 18:00-21:00 : Lanjut bor formasi dari 1926 m - 1937 m
- 21:00-23:00 : Perbaikan pompa #2, sambil sirkulasi dengan pompa #1
- 23:00-24:00 : Lanjut bor formasi dari 1937 m - 1938 m

20-02-2000

- 00:00-02:00 : Lanjut bor formasi dari 1938 m - 1939 m
- 02:00-03:30 : Perbaikan Glandpacking pompa #1, sambil sirkulasi dengan pompa #2
- 03:30-06:00 : Lanjut bor formasi dari 1939 m - 1944 m

Keterangan :

- Pompa #3 kondisinya sama (tetap) tidak bisa untuk bor, sparepart nihil.
- Piston Rod (2 pcs) dan Glandpacking (2 set) untuk SP-N1000 datang jam : 24:15



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAMA ELNUSA LT. B, JL. TB. Simetupang Kav. 18 Jakarta Telpun : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 65

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 21 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110 M	J a m	: 08:00
Status jam 08:00	: Perbaikan pompa #2	Engineers	: Prabowo / Dediarwana
status jam 00:00	: Bor formasi sampai 1945 m		
Kedalaman sekarang	: 1972 mku / 1972 mkt	ROP Max	: 3.5 min/m@ 1964 m
Kedalaman sebelumnya	: 1844 mku / 1844 mkt	ROP Min	: 18.5 min/m@ 1960 m
Kemajuan	: 28 mku / 28 mkt	ROP rata-2	: 9.9 min/m
Est Pore press	: 1.37 SG	ROP Terakhir	: 9.5 min/m@ 1972 m
ECD	: 1.48 SG	Trip gas	: - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (In/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	Cl -	T (°C) In/Out
1.47	53	22	28	9/22	0.25	-	12	8	9	1	34,000	63/69

DATA PAKAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Maguk	Galuk	dil 24 jam	Total	dil 24 jam	Total	
5/2RR(1/1)	12 1/4"	DS61M-Z3327	3x15,2x16	MYCLOG	1605	1844	9.1	111.3	28	1809	
83	12 1/4"	HP-12J	3x18	REED	1844		4.65	4.65	28	28	-

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (kiba)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (ftlb)	Ann. DP/DC (ft/min)		JET VEL (ft/sec)
			1	2						
1844-1872	20-25	120-130	56	56	690	1310	123	137	199	300

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	IC4 (ppm)	nC4 (ppm)	IC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
1944-1971	-	8.0	429	-	-	-	-	-	-	266

LITHOLOGY

Interval (m)	Clst/Sh	Slat	Sst	Lst	Marl
1941-1947	40%-50%	40%-60%	-	-	-
1947-1971	70%-80%	10%-20%	-	-	0%-10%

Kegiatan :

20-02-2000

06:00-07:30 : Perbaikan pompa #1 sambil sirkulasi dengan pompa #2
 07:30-15:00 : Cabut rangkaian untuk cek pahat dan ganti BHA sambil ganti Valve Seat pompa #1 (wash out)
 15:00-21:30 : Persiapan dan masuk rangkaian BHA III + Pahat 12 1/4" no 5/2 sampai 1shoe, break sirkulasi
 21:30-23:30 : Lanjut masuk rangkaian sampai 1944 m, sirkulasi 15 menit
 23:30-24:00 : Bor formasi dari 1844 m - 1945 m

21-02-2000

00:00-05:30 : Lanjut bor formasi dari 1945 m - 1972 m, tekanan pompa turun dari 1480 psi sampai 1345 psi
 05:30-08:00 : Perbaikan pompa #1, sambil sirkulasi dengan pompa #2 + pompa #3

Keterangan :

- Pompa #3 kondisi sam (tetap) tidak bisa untuk bor, sparepart nihil
- Jam 10:30 Valve Seat datang, tidak cocok untuk N1000 / N1100
- Sampai saat ini sparepart (orisinil) untuk N1000 belum datang



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simatupang Kav. 18 Jakarta Telpon : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 67

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 22 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110 M	Jam	: 06:00
Status jam 06:00	: Perbaikan pompa #1	Engineers	: Prabowo / Dediarwana
Status jam 00:00	: Bor formasi di 2024 m		
Kedalaman sekarang	: 2038 mku / 2038 mkt	ROP Max	: 8.3 min/m@ 2007 m
Kedalaman sebelumnya	: 1972 mku / 1972 mkt	ROP Min	: 14.7 min/m@ 1992 m
Kemajuan	: 66 mku / 66 mkt	ROP rata-2	: 10.9 min/m
Est Pore press	: 1.38 SG	ROP Terakhir	: 10.4 min/m@ 2038 m
ECD	: 1.5 SG	Trip gas	: - Units @ - m

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) in/o
1.49	52	22	26	8/20	0.25	-	12	5.4	9	1	35,000	63/70

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	di 24 jam	Total	di 24 jam	Total	
6/3	12 1/4"	MP-12-J	3X18	REED	1944		12.02	16.67	66	94	

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (kiba)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (ftlb)	Ann. DP/DC (ft/min)		JET VEL (ft/sec)
			1	2						
1972-2038	20-25	120-130	45	50	600	2100	115	117	170	250

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
1971-2037	-	3.2	214	-	-	-	-	-	-	215

LITHOLOGY

Interval (m)	Clst/Sh	Sst	Sst	Lat	Marl
1971-1975	90%	-	-	-	10%
1975-2012	80%-100%	0%-20%	-	-	-
2012-2025	100%	-	-	-	-
2025-2037	90%	10%	-	-	-

Kegiatan :

21-02-2000

- 06:00-09:30 : Lanjut perbaikan pompa #2, sambil sirkulasi dengan pompa #1 dan 3.
- 09:30-11:30 : Bor formasi dari 1972 m - 1981 m dengan pompa #2 (SPM : 52) + pompa #3 (SPM: 46) ; Tekanan : 1537 psi
- 11:30-13:30 : Bor formasi dari 1981 m - 1990 m dengan pompa #1 + pompa #3 (pompa #3 bocor di Seal valve) 1991 m
- 13:30-19:00 : Bor formasi dari 1990 m - 2010 m dengan pompa #1 + pompa #2 (sementara pompa #3 perbaikan), tekanan pompa turun dari 1500 psi - 1200 psi
- 19:00-21:00 : Perbaikan mesin pompa #2 ("V" Belt kendur) dan kalibrasi Pressure Gauge stand pipe sambil sirkulasi dengan pompa #1
- 21:00-24:00 : Bor formasi dari 2010 m - 2024 m

21-02-2000

- 00:00-03:00 : Lanjut bor dari 2024 m - 2038 m
- 03:00-06:00 : Perbaikan pompa #1 (bocor), sirkulasi dengan pompa #2 + pompa #3

Keterangan :

- Sparepart pompa #3 belum tersedia di lokasi
- Sampai saat ini sparepart (orisinil) untuk N1000 belum datang

43



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simatupang Kav. 1B Jakarta Telpn : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT#7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 88

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 23 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110 M	J a m	: 06:00
Status jam 06:00	: Sedang Bor	Engineers	: Prabowo / Dediarwana
status jam 00:00	: Bor formasi di 2095 m		
Kedalaman sekarang	: 2107 mku / 2107 mkt	ROP Max	: 5.0 min/m @ 2050
Kedalaman sebelumnya	: 2038 mku / 2038 mkt	ROP Min	: 35.0 min/m @ 2104
Kemajuan	: 69 mku / 69 mkt	ROP rata-2	: 18.8 min/m
Est Pore press	: 1.39 SG	ROP Terakhir	: 35.0 min/m @ 2106
ECD	: 1.5 SG	Trip gas	: - Units @
		Max gas	: 13 Units @ 2103

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	Cl-	T (°C) w/
1.49	55	24	28	10/22	0.25	-	12	5	10	1	35,000	63/70

DATA PAHAT

No.	UKURAN (Inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	di 24 jam	Total	di 24 jam	Total	T / B / G
6/3	12 1/4"	HP-12J	3X18	REED	1944		18.33	36	89	163	-

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (ftlb)	Ann. DP/DC (ft/min)		JET VEL (ft/sec)
			1	2						
2038-2107	20-25	120-130	50	50	600	2100	115	117	170	260

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	IC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
2038-2107	13	5	1353	18	-	-	-	-	-	195

LITHOLOGY

Interval (m)	Clst	Sh	Sist	Sst	Lst	Marl
2039-2045	90%	0%	10%	-		-
2045-2047	80.0%	10%	10%	-		-
2047-2069	70-40%	-	30-60%	-		-
2070-2083	50%	40%	10%			
2083-2089	70-60%	30-20%		10%		
2089-2101	80-40%	20-40%				-

Kegiatan :

22-02-2000

06:00-07:00 : Lanjut perbaikan pompa#1 dan3,sambli sirkulasi dengan pompa#2
 07:00-24:00 : Bor formasi dari 1938 m sampai 2095 m dengan pompa#1 dan 2.

23-02-2000

00:00-06:00 : Lanjut bor formasi dari 2095 m sampai 2107 m, sedang bor

Keterangan : Kondisi SP#3 (N-1100), bocor di glen packing (KI/KA), tidak bisa dipakai operasi spare tidak ada Sparepart asli N-1000 sampai saat ini belum ada.



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Smitupang Kav. 18 Jakarta Telpun : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 89

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 24 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110-M	J a m	: 06:00
Status jam 06:00	: sedang cabut rangkaian pahat	Engineers	: Prabowo / Dediarwana
status jam 00:00	: Cabut rangkaian pahat 12-1/4" spi 1250 m		
Kedalaman sekarang	: 2127 mku / 2127 mkt	ROP Max	: 7.8 min/m@ 2121 m
Kedalaman sebelumnya	: 2107 mku / 2107 mkt	ROP Min	: 38.0 min/m@ 2108 m
Kemajuan	: 20 mku / 20 mkt	ROP rata-2	: 20.0 min/m
Est Pore press	: 1.42 SG	ROP Terakhir	: 31.0 min/m@ 2127 m
ECD	: 1.5 SG	Trip gas	: - Units @ m
		Max gas	: 10 Units @ 2116 m

DATA LUMPUR

SG (In/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CL-	T ("C) In/out
1.54	S5	25	28	10/24	0.25	-	18	5	9	1	35,000	63/70

DATA PAHAT

No.	UKURAN (Inch)	TYPE - NIS	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dil 24 jam	Total	dil 24 jam	Total	
63	12 1/4"	MP-12J	3X18	REED	1944	2127	8.5	42.5	20	183	

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (ftlb)	Ann. DP/DC (ft/min)		JET VEL (ft/sec)
			1	2						
2107-2127	20-30	120-130	50	50	800	2100	115	117	170	260

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	IC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
2107-2127	10	3-5	1850	24	-	-	-	-	-	138

LITHOLOGY

Interval (m)	Clst	Sh	Sst	Sst	Lst	Marl
2101-2111	80-10%	20-90%		-		-
2111-2123	60-30%	20-60%	10-20%	-	-	-
2123-2127	10-40	20-70%	30-80%	-	-	-

Kegiatan :

02-2000

- 06:00-11:00 : Lanjut bor formasi dari 2107 m sampai 2121 m.
- 11:00-12:00 : sirkulasi, naikan sg lumpur dari 1.49-1.53
- 12:00-13:00 : Bor formasi dari 2121 m - 2123 m.
- 13:00-15:00 : Perbaikan pompa#1 sambil sirkulasi dengan pompa 2 dan 3
- 15:00-17:00 : Bor formasi dari 2123 m - 2127 m, tekanan turun
- 17:00-20:00 : sirkulasi di dasar dengan pompa 2 dan 3, kondisikan lumpur sg In/out 1.54/1.54
- 20:00-24:00 : Drop totco, spot lumpur berat 4m3, cabut rangk. pahat 12-1/4" sampai 1190 m

24-02-2000

- 00:00-04:00 : Lanjut cabut rangk. pahat 12-1/4" sambil lay-down per-joint DP 5" great G 27 batang sampai 970 m.
- 04:00-08:00 : Lanjut cabut rangk. pahat 12-1/4" per stand dari 970 m sampai permukaan.

Keterangan :

Kondisi pompa 3/n-1100, belum bisa untuk bor, bila tekanan >1450 psi, gland packing dan valve cover seal bocor, sparepart tidak ada.
Spare part asli N-1000 sampai saat ini belum datang.



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA L7,8, JL TB. Simatupang Kav. 18 Jakarta Telpun : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

APORAN PAGI

LAPORAN NO : 70

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

UMUR : KTB-1
 RIG : No.18, N-110-M
 Status jam 08:00 : Tunggu spare part pompa
 Status jam 00:00 : Test pompa 1 dan 2
 Kedalaman sekarang : 2127 mku / 2127 mkt
 Kedalaman sebelumnya : 2127 mku / 2127 mkt
 Kemajuan : 0 mku / 0 mkt
 Test Pore press : 1.42 SG
 ECD : 1.5 SG

Tanggal : 25 Februari 2000
 Jam : 06:00
 Engineers : Dediawana/Adi R

ROP Max : min/m@
 ROP Min : min/m@
 ROP rata-2 : min/m@
 ROP Terakhir : min/m@
 Trip gas : Units @
 Max gas : Units @

DATA LUMPUR

SG (in/but)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	Cl -	T (°C) W
1.55	58	20	24	19-Oct	0.25	-	18	5.4	9	1	35,000	49/80

DAT PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDI
					Masuk	Cabut	d/j 24 jam	Total	d/m 24 jam	Total	T / B /
6/3	12 1/4"	HP-12-J	3X18	REED	1944	2127	6.5	42.5	20	183	
1/1RR	12 1/4"	23327	3X15,2X18	HYCALOG	2127						

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (ftlb)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)

LITHOLOGY

Interval (m)	Chst	Sh	Sist	Sst	Lst	Marl

K : lan :

24-02-2000

06:00-08:00 : Lanjut cabut pahat 12 1/4" sampai permukaan, kemiringan 2°
 08:00-20:00 : Persiapan dan lanjut masuk PDC Bit - BHA IV sambil make up DP 5" grade 'E', sampai shoe (1580 m)
 20:00-23:30 : Break sirkulasi dengan pompa #2, perbaikan pompa # 1, ganti gland packing rod 2 set, perbaikan draw work (nipple saluran angin untuk high clutch bocor
 23:30-24:00 : Test pompa I dg SPM:55, Press: 800 psi, GPM 343 (selama 15'), baik
 Test pompa II dg SPM:55, Press: 775 psi, GPM 343 (selama 15'), baik

25-02-2000

00:00-00:30 : Lanjut test pompa I dan II SPM 2x51, Press:2100 psi, GPM 630 (selama 30'), baik,
 00:30-01:00 : Geser kabel ke-3, 7 m
 01:00-06:00 : Perbaikan draw work (Nipple saluran angin), sirkulasi berkala

Keterangan : Kondisi pompa 3/N-1100, belum bisa untuk bor, bila tekanan >1450 psi, gland packing dan valve cover seal bocor, sparepart tidak ada.



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAMA ELNUSA LT.3, JL TB, Smetupeng Kav. 1B Jakarta Telpun : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 71

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 26 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110-M	J a m	: 06:00
Status jam 06:00	: Sirkulasi perbaikan pompa I	Engineers	: Dediarwana/Adi R
Status jam 00:00	: Sirkulasi naikan sg : 1.60		
Kedalaman sekarang	: 2128 mku / 2128 mkt	ROP Max	: 15.0 min/m @ 2128
Kedalaman sebelumnya	: 2127 mku / 2127 mkt	ROP Min	: 31.0 min/m @ 2127
Kemajuan	: 1 mku / 1 mkt	ROP rata-2	: 30.0 min/m
Est Pore press	: 1.42 SG	ROP Terakhir	: 15.0 min/m @ 2128
ECD	: 1.818 SG	Trip gas	: - Units @
		Max gas	: 2.5 Units @ 2128

DATA LUMPUR

SG (in/out)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI-	T (°C) In
1.60	56	22	26	10/20	0.25	-	18	5	9	1	35,000	60/69

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dil 24 jam	Total	dil 24 jam	Total	
1/1RR	12 1/4"	23327	3X15,2X18	HYCLOG	2127		0.5	0.5	1	1	

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (kba)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (ftlb)	Ann. DP/DC (ft/min)		JET VEL (ft/sec)
			1	2						
2127 - 2128	15 - 20	110	51	51	636	2160	2-3	110	159	201

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Unit)	BG (Unit)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	IC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
2127 - 2128	2.5	2	300							203

LITHOLOGY

Interval (m)	Clst	Sh	Sst	Sst	Lst	Marl
						-
						-
						-

Kegiatan :

25-02-2000

- 08:00-13:30 : Lanjut tunggu perbaikan line draw work
- 13:30-16:00 : Masuk rangkaian pahat 12 1/4" dari 1585 - 2121 M
- 16:00-17:00 : Ream dari 2121 M spi 2127 M, indikasi guguran
- 17:00-24:00 : Sirkulasi naikan sg ke 1.60 sambil perbaikan shale shaker

26-02-2000

- 00:00-02:00 : Lanjut sirkulasi naikan sg lumpur menjadi 1.60 sg
- 02:00-02:30 : Lanjut bor formasi dari 2127 M spi 2128 M (tek. Pompa turun, piston rod sp I patah)
- 02:30-06:00 : Perbaikan pompa I, sirkulasi dengan pompa II

Keterangan :

Kondisi pompa 3/N-1100, belum bisa untuk bor, bila tekanan >1450 psi, gland packing dan valve cover seal bocor, sparepart tidak ada.
Gland packing asli sp N-1000 (12 set) datang jam 15:30, spare part lainnya belum datang



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, JL TB. Simatupang Kav. 1B Jakarta Telpon : (021)78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 72

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 27 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110-M	J a m	: 06:00
Status jam 06:00	: Bor formasi di 2159 m	Engineers	: Dediawana/Adi R
Status jam 00:00	: Bor formasi di 2158 m		
Kedalaman sekarang	: 2159 mku / 2159 mkt	ROP Max	: 19.2 min/m @ 2136 m
Kedalaman sebelumnya	: 2128 mku / 2128 mkt	ROP Min	: 83.5 min/m @ 2159 m
Kemajuan	: 31 mku / 31 mkt	ROP rata-2	: 25.0 min/m
Est Pore press	: 1.45 SG	ROP Terakhir	: 36.9 min/m @ 2158 m
ECD	: 1.65 SG	Trip gas	: - Units @ m
		Max gas	: 5.8 Units @ 2136 m

DATA LUMPUR

SG (in/but)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CI -	T (°C) in/out
1.63	60	24	36	10/22	0.25	-	18	5	9	1	35.000	67/73

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	dll 24 jam	Total	dll 24 jam	Total	
1/RR	12 1/4"	Z3327	3X15.2X18	HYCALOG	2127		12.6	13.1	31	32	

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (ftlb)	Ann. DP/DC (ft/min)	JET VEL (ft/sec)
			1	2					
2128 - 2159	20 - 25	110	53	55	673	2247		132	191

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	IC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
2128 - 2159	5.8	3	831							332

LITHOLOGY

Interval (m)	Cist	Sh	Sist	Sol	Lat	Marl
2135-2137	10%	80%				-
2155-2157	10%	90%				-
						-

Kegiatan :

27-02-2000

06:00-16:00 : Bor formasi dari 2128 M spi 2147 M
16:00-17:30 : Sirkulasi bottom up cek cutting
17:30-21:30 : Lanjut bor formasi dari 2147 M spi 2154 M
21:30-23:30 : Sirkulasi, perbaikan saluran lumpur Tank I ke II (loss total di permukaan 86 bbl),
23:30-24:00 : Lanjut bor formasi dari 2154 M spi 2158 M

28-02-2000

00:00-03:00 : Perbaikan Pompa II (las bocoran body pompa di bawah saringan)
03:00-05:00 : Lanjut sirkulasi sambil membuat lumpur dan turunkan visc. dari 95 mf ke 60 mf
05:00-06:00 : Lanjut bor formasi dari 2158 M sampai 2159 M

Keberangan :

N-1000 selain gland packing, spare parts lainnya belum datang
N-1100 belum ada spare parts

TOTAL P.01



PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simetupeng Kev. 1B Jakarta Telpn : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 72

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 27 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110-M	J a m	: 06:00
Status jam 06:00	: Bor formasi di 2159 m	Engineers	: Dediarwana/Adi R
Status jam 00:00	: Bor formasi di 2158 m		
Kedalaman sekarang	: 2159 mku / 2159 mkt	ROP Max	: 19.2 min/m@ 2136
Kedalaman sebelumnya	: 2128 mku / 2128 mkt	ROP Min	: 83.5 min/m@ 2159
Kemajuan	: 31 mku / 31 mkt	ROP rata-2	: 25.0 min/m
Est Pore press	: 1.45 SG	ROP Terakhir	: 36.9 min/m@ 2158
ECD	: 1.85 SG	Trip gas	: - Units @
		Max gas	: 5.8 Units @ 2136

DATA LUMPUR

SG (in/bur)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	CL	T (°C) kv
1.63	60	24	38	10/22	0.25	-	18	5	9	1	35,000	67/73

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KONDISI
					Masuk	Cabut	di 24 jam	Total	di 24 jam	Total	
1/1RR	12 1/4"	Z3327	3X15,2X18	HYCALOG	2127		12.6	13.1	31	32	

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (kiba)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (ftlb)	Ann. DP/DC (ft/min)		JET VEL (ft/sec)
			1	2						
2128 - 2159	20 - 25	110	58	55	673	2247		132	191	212

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	IC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
2128 - 2158	5.8	3	831							332

LITHOLOGY

Interval (m)	Chst	Sh	Slat	Set	Lat	Marl
2135-2137	10%	90%				-
2155-2157	10%	90%				-

Kegiatan :

26-02-2000

- 06:00-18:00 : Bor formasi dari 2128 M spi 2147 M
- 18:00-17:30 : Sirkulasi bottom up cek cutting
- 17:30-21:30 : Lanjut bor formasi dari 2147 M spi 2154 M
- 21:30-23:30 : Sirkulasi, perbaiki saluran lumpur Tank i ke II (loss total di permukaan 86 bbl),
- 23:30-24:00 : Lanjut bor formasi dari 2154 M spi 2158 M

27-02-2000

- 00:00-03:00 : Perbaiki Pompa II (las bocoran body pompe di bawah saringan)
- 03:00-05:00 : Lanjut sirkulasi sambil membuat lumpur dan turunkan visc. dari 95 mf ke 80 mf
- 05:00-06:00 : Lanjut bor formasi dari 2158 M sampai 2159 M

Keterangan :

- N-1000 selain gland packing, spare parts lainnya belum datang
- N-1100 belum ada spare parts





PT. ELNUSA WORKOVER SERVICES

GRAHA ELNUSA LT.8, Jl. TB. Simatupang Kav. 18 Jakarta Telpn : (021) 78831210 - Fax : (021) 78831209

ELNUSA MUD LOGGING UNIT# 7

LAPORAN PAGI

LAPORAN NO : 73

PERTAMINA OPERASI E&P CEPU

SUMUR	: KTB-1	Tanggal	: 28 Februari 2000
RIG	: No.18, N-110-M	Jam	: 06:00
Status jam 06:00	: Cabut sampai 1000 M	Engineers	: Dediawana/Adi R
Status jam 00:00	: Buat lumpur 1.64 sg		
Kedalaman sekarang	: 2162 mku / 2162 mkt	ROP Max	: 49.9 min/m@ 2161
Kedalaman sebelumnya	: 2159 mku / 2159 mkt	ROP Min	: 23.7 min/m@ 2162
Kemajuan	: 3 mku / 3 mkt	ROP rata-2	: 27.0 min/m
Est Pore press	: 1.45 SG	ROP Terakhir	: 23.7 min/m@ 2162
ECD	: 1.65 SG	Trip gas	: - Units @
		Max gas	: 5.3 Units @ 2160

DATA LUMPUR

SG (inbut)	VISC	PV	YP	GELS	SAND	OIL	SOLID	WL	PH	CAKE	Cl-	T (°C)
1.64	55	22	26	8/20	0.25	-	18	5	9	1	35.000	677

DATA PAHAT

No.	UKURAN (inch)	TYPE - N/S	NOZZLES	PABRIK	KEDALAMAN		UMUR		HASIL		KOND
					Masuk	Cabut	dil 24 jam	Total	dim 24 jam	Total	
1/1RR	12 1/4"	23327	3X15.2X18	HYCLOG	2127	2162	2.76	15.8	3	35	

PARAMETER PEMBORAN / HIDROLIKA

KEDALAMAN (m)	WOB (klbs)	RPM	SPM		GPM	SPP (Psi)	TORQUE (ftlb)	Ann. DP/DC (ft/min)		JET VEL (ft/sec)
			1	2						
2159 - 2162	20 - 25	110	50	52	617	2140		126	183	203

DATA GAS

KEDALAMAN (m)	Max Gas (Units)	BG (Units)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	CO2 (ppm)
2159 - 2162	5.3	3	523							489

LITHOLOGY

Interval (m)	Clst	Sh	Slsr	Srt	Lst	Marl
2159-2162	10%	90%				

Kegiatan :

27-02-2000

08:00-08:30 : Lanjut bor formasi dari 2159 M sampai 2162 M
 08:30-09:30 : Sirkulasi
 09:30-11:30 : Cabut sampai shoe
 11:30-22:00 : Perbaikan hopper, bersihkan endapan-endapan barit pada saluran di permukaan dan tangki lumpur (shaker tank , suction tank , reserve tank)
 22:00-24:00 : Buat penambahan lumpur baru 1.64 sg : 10 m³

28-02-2000

00:00-02:00 : Lanjut buat penambahan lumpur baru 1.64 sg : 10 m³, spot lumpur berat 3.5 m³, 1.80 sg
 02:00-06:00 : Spot lumpur berat 3.5 m³, 1.80 sg, lanjut cabut rangkaian s/d 1000 M

Keterangan :

N-1000 selain gland packing, spare parts lainnya belum datang, ganti piston 6 inch (1pcs), V.cofer, seal 1pcs
 N-1100 belum ada spare parts

DATA-DATA RANGKAIAN BOR PADA SAAT MENGATASI JEPITAN DI KEDALAMAN 473 M SUMUR KTB-01

A. DATA KAPASITAS PER SECTION

PIPE	OD (inch)	ID (inch)	CAP (bbl/ft)	LENGTH (m)	CAP. (bbl)	CAP. (M ³)	EQUIVALEN STROKE
DC	8	2.875	0.00803	57.47	1.51	0.2	8.5
DC	6.25	2.937	0.00838	88.94	2.45	0.4	13.8
DP	5	3.64	0.01776	326.59	19.03	3.0	107.0
TOTAL				473.00	22.99	3.7	129.3

B. DATA PERHITUNGAN VOLUME ANNULUS PER SECTION

ANNULUS	ANNULUS CAPACITY				PUMP OUTPUT	EQUIVALEN STROKE
	LENGTH	(bbl/ft)	(bbl)	(M ³)	EFF 90% (bbl/stk)	
OH - DC8"	57.47	0.2353	44.37	7.05	0.1778	249.5
OH - DC 6.25"	15.53	0.2596	13.23	2.10	0.1778	74.4
CSG-DC 6.25	73.41	0.3175	76.47	12.16	0.1778	430.1
CSG-DP 5"	326.59	0.3309	354.57	56.38	0.1778	1994.2
TOTAL	473.0		488.64	77.7		2748.3

C. DATA PERHITUNGAN BERAT STRING

Mud weight 1.46 SG

DESCRIPTION	WEIGHT PER FT (lb/ft)	LENGTH (m)	WEIGHT ON AIR (lbs)	Bouyancy factor	WEIGHT ON MUD (lbs)
DC 8"	147	57.47	27,718	0.814	22,572
DC 6 1/4"	87	88.94	25,388	0.814	20,674
DP 5"	20	326.59	21,431	0.814	17,452
TOTAL		473.00	74,537		60,697
BLOCK + KELLY			30,000		30,000
TOTAL			104,537		90,697

DATA-DATA RANGKAIAN BOR PADA SAAT BACK OFF DI KEDALAMAN 473 M SUMUR KTB-01

1. DATA PERHITUNGAN BERAT STRING YANG DIAMBIL

Mud weight 1.46 SG

DESCRIPTION	WEIGHT PER FT (lb/ft)	LENGTH (m)	WEIGHT ON AIR (lbs)	Bouyancy factor	WEIGHT ON MUD (lbs)
DC 8"	147	47.08	22,707	0.814	18,491
DC 6 1/4"	87	88.94	25,388	0.814	20,674
DP 5"	20	326.59	21,431	0.814	17,452
TOTAL		462.61	69,526		56,616
BLOCK			30,000		30,000
TOTAL			99,526		86,616

2. DATA PERHITUNGAN BERAT STRING UNTUK FISHING

Mud weight 1.46 SG

DESCRIPTION	WEIGHT PER FT (lb/ft)	LENGTH (m)	WEIGHT ON AIR (lbs)	Bouyancy factor	WEIGHT ON MUD (lbs)
DC 8"	147	10.39	5,011	0.814	4,081
TOTAL		10.39	5,011		4,081

IKAN (BIT 17 1/2" - BIT SUB - DC 8")

DC 8"	147	47.08	22,707	0.814	18,491
DC 6 1/4"	87	88.94	25,388	0.814	20,674
DP 5"	20	326.59	21,431	0.814	17,452
TOTAL		462.61	69,526		56,616
BLOCK			20,000		20,000
KELLY			10,000		10,000
TOTAL			99,526		86,616

DATA-DATA PERALATAN

PENGEBORAN

Bottom Hole Assembly

WELL	: KTB - 1	BIT RUN	: '6/3	MAKE	: VAREL	Depth in	: 2162	M
RIG	: N 110 M	BIT SIZE	: 12 1/4"	TYPE	: V 527	Depth out	:	M
BHA No	: V	JETS	: 3x20	SERIAL NO.	: 118308	Date in	: 28-Feb-2000	

TOTAL JOINT	O D inch	DESCRIPTION	I D inch	LENGTH meter	TOTAL LENGTH (M)
1	12 1/4"	Varel	-	0.30	0.30
1	-	Bit Sub	-	0.92	1.22
2	8"	DC	2.875	19.04	20.26
1	12 1/4"	Stabilizer	2.75	1.78	22.04
1	8"	DC	2.875	9.44	31.48
1	12 1/4"	Stabilizer	2.75	1.55	33.03
12	8"	DC	2.875	86.22	119.25
1	8"	X/O	2.813	0.78	120.03
1		Drilling Jar	-	5.90	125.93
1	6 1/4"	X/O	-	0.60	126.53
6	6 1/4"	DC	2.937	56.79	183.32
1	-	X/O	-	0.85	184.17



PIPE TALLY 5"

KELLY : 12.25 M
BHA : 184.17 M

Well : KTB-1
Date : 28 Febru 2000

Jts	std	Length	Tot.length	DP+BHA	KD
		9.66	9.66	193.83	206.08
		9.49	19.15	203.32	215.57
	1	9.48	28.63	212.80	225.05
		9.48	38.11	222.28	234.53
		9.57	47.68	231.85	244.10
	2	9.48	57.16	241.33	253.58
		9.55	66.71	250.88	263.13
		9.49	76.20	260.37	272.62
	3	9.48	85.68	269.85	282.10
		9.49	95.17	279.34	291.59
		9.49	104.66	288.83	301.08
	4	9.51	114.17	298.34	310.59
		9.54	123.71	307.88	320.13
		9.55	133.26	317.43	329.68
	5	9.56	142.82	326.99	339.24
		9.25	152.07	336.24	348.49
		9.56	161.63	345.80	358.05
	6	9.54	171.17	355.34	367.59
		9.61	180.78	364.95	377.20
		9.7	190.48	374.65	386.90
	7	9.5	199.98	384.15	396.40
		9.55	209.53	393.70	405.95
		9.53	219.06	403.23	415.48
	8	9.61	228.67	412.84	425.09
		9.51	238.18	422.35	434.60
		9.7	247.88	432.05	444.30
	9	9.10	256.98	441.15	453.40
		9.57	266.55	450.72	462.97
		9.56	276.11	460.28	472.53
	10	9.50	285.61	469.78	482.03
		9.30	294.91	479.08	491.33
		9.10	304.01	488.18	500.43
	11	9.85	313.86	498.03	510.28
		9.39	323.25	507.42	519.67
		9.50	332.75	516.92	529.17
	12	9.67	342.42	526.59	538.84
37		9.55	351.97	536.14	548.39
38		9.58	361.55	545.72	557.97
39	13	9.49	371.04	555.21	567.46
40		9.54	380.58	564.75	577.00
41		9.46	390.04	574.21	586.46
42	14	9.46	399.50	583.67	595.92
43		9.47	408.97	593.14	605.39
44		9.55	418.52	602.69	614.94
45	15	9.57	428.09	612.26	624.51
46		9.57	437.66	621.83	634.08
47		9.46	447.12	631.29	643.54
48	16	9.56	456.68	640.85	653.10
49		9.53	466.21	650.38	662.63
50		9.57	475.78	659.95	672.20
51	17	9.55	485.33	669.50	681.75

Jts	std	Length	Tot.Length	DP+BHA	KD
52		9.59	494.92	679.09	691.34
53		9.58	504.50	688.67	700.92
54	18	9.47	513.97	698.14	710.39
55		9.50	523.47	707.64	719.89
56		9.53	533.00	717.17	729.42
57	19	9.58	542.58	726.75	739.00
58		9.54	552.12	736.29	748.54
59		9.47	561.59	745.76	758.01
60	20	9.57	571.16	755.33	767.58
61		9.39	580.55	764.72	776.97
62		9.53	590.08	774.25	786.50
63	21	9.53	599.61	783.78	796.03
64		9.52	609.13	793.30	805.55
65		9.51	618.64	802.81	815.06
66	22	9.57	628.21	812.38	824.63
67		9.56	637.77	821.94	834.19
68		9.72	647.49	831.66	843.91
69	23	9.90	657.39	841.56	853.81
70		9.53	666.92	851.09	863.34
71		9.53	676.45	860.62	872.87
72	24	9.52	685.97	870.14	882.39
73		9.45	695.42	879.59	891.84
74		9.47	704.89	889.06	901.31
75	25	9.49	714.38	898.55	910.80
76		9.42	723.80	907.97	920.22
77		9.39	733.19	917.36	929.61
78	26	9.54	742.73	926.90	939.15
79		9.46	752.19	936.36	948.61
80		9.48	761.67	945.84	958.09
81	27	9.46	771.13	955.30	967.55
82		9.47	780.60	964.77	977.02
83		9.47	790.07	974.24	986.49
84	28	9.48	799.55	983.72	995.97
85		9.56	809.11	993.28	1005.53
86		9.55	818.66	1002.83	1015.08
87	29	9.47	828.13	1012.30	1024.55
88		9.57	837.70	1021.87	1034.12
89		9.61	847.31	1031.48	1043.73
90	30	9.57	856.88	1041.05	1053.30
91		9.46	866.34	1050.51	1062.76
92		9.57	875.91	1060.08	1072.33
93	31	9.55	885.46	1069.63	1081.88
94		9.55	895.01	1079.18	1091.43
95		9.55	904.56	1088.73	1100.98
96	32	9.47	914.03	1098.20	1110.45
97		9.46	923.49	1107.66	1119.91
98		9.48	932.97	1117.14	1129.39
99	33	9.38	942.35	1126.52	1138.77

Jts	std	Length	Tot.length	DP+BHA	KD
100		9.48	951.83	1136.00	1148.25
101		9.39	961.22	1145.39	1157.64
102	34	9.39	970.61	1154.78	1167.03
103		9.49	980.10	1164.27	1176.52
104		9.46	989.56	1173.73	1185.98
105	35	9.48	999.04	1183.21	1195.46
106		9.54	1008.58	1192.75	1205.00
107		9.55	1018.13	1202.30	1214.55
108	36	9.58	1027.71	1211.88	1224.13
109		9.50	1037.21	1221.38	1233.63
110		9.48	1046.69	1230.86	1243.11
111	37	9.57	1056.26	1240.43	1252.68
112		9.59	1065.85	1250.02	1262.27
113		9.47	1075.32	1259.49	1271.74
114	38	9.47	1084.79	1268.96	1281.21
115		9.45	1094.24	1278.41	1290.66
116		9.50	1103.74	1287.91	1300.16
117	39	9.46	1113.20	1297.37	1309.62
118		9.60	1122.80	1306.97	1319.22
119		9.56	1132.36	1316.53	1328.78
120	40	9.48	1141.84	1326.01	1338.26
121		9.48	1151.32	1335.49	1347.74
122		9.42	1160.74	1344.91	1357.16
123	41	9.62	1170.36	1354.53	1366.78
124		9.56	1179.92	1364.09	1376.34
125		9.50	1189.42	1373.59	1385.84
126	42	9.58	1199.00	1383.17	1395.42
127		9.47	1208.47	1392.64	1404.89
128		9.55	1218.02	1402.19	1414.44
129	43	9.48	1227.50	1411.67	1423.92
130		9.50	1237.00	1421.17	1433.42
131		9.49	1246.49	1430.66	1442.91
132	44	9.55	1256.04	1440.21	1452.46
133		9.60	1265.64	1449.81	1462.06
134		9.51	1275.15	1459.32	1471.57
135	45	9.51	1284.66	1468.83	1481.08
136		9.49	1294.15	1478.32	1490.57
137		9.50	1303.65	1487.82	1500.07
138	46	9.54	1313.19	1497.36	1509.61
139		9.59	1322.78	1506.95	1519.20
140		9.62	1332.40	1516.57	1528.82
141	47	9.48	1341.88	1526.05	1538.30
142		9.42	1351.30	1535.47	1547.72
143		9.46	1360.76	1544.93	1557.18
144	48	9.53	1370.29	1554.46	1566.71
145		9.41	1379.70	1563.87	1576.12
146		9.56	1389.26	1573.43	1585.68
147	49	9.48	1398.74	1582.91	1595.16
148		9.48	1408.22	1592.39	1604.64
149		9.47	1417.69	1601.86	1614.11
150	50	9.47	1427.16	1611.33	1623.58
151		9.44	1436.60	1620.77	1633.02
152		9.47	1446.07	1630.24	1642.49
153	51	9.57	1455.64	1639.81	1652.06

Jts	std	Length	Tot.length	DP+BHA	KD
154		9.52	1465.16	1649.33	1661.58
155		9.47	1474.63	1658.80	1671.05
156	52	9.58	1484.21	1668.38	1680.63
157		9.57	1493.78	1677.95	1690.20
158		9.59	1503.37	1687.54	1699.79
159	53	9.49	1512.86	1697.03	1709.28
160		9.42	1522.28	1706.45	1718.70
161		9.49	1531.77	1715.94	1728.19
162	54	9.46	1541.23	1725.40	1737.65
163		9.6	1550.83	1735.00	1747.25
164		9.59	1560.42	1744.59	1756.84
165	55	9.49	1569.91	1754.08	1766.33
166		9.58	1579.49	1763.66	1775.91
167		9.57	1589.06	1773.23	1785.48
168	56	9.53	1598.59	1782.76	1795.01
169		9.47	1608.06	1792.23	1804.48
170		9.54	1617.60	1801.77	1814.02
171	57	9.49	1627.09	1811.26	1823.51
172		9.54	1636.63	1820.80	1833.05
173		9	1645.63	1829.80	1842.05
174	58	9.1	1654.73	1838.90	1851.15
175		9.53	1664.26	1848.43	1860.68
176		9.5	1673.76	1857.93	1870.18
177	59	9.45	1683.21	1867.38	1879.63
178		9.57	1692.78	1876.95	1889.20
179		9.57	1702.35	1886.52	1898.77
180	60	9.47	1711.82	1895.99	1908.24
181		9.47	1721.29	1905.46	1917.71
182		9.54	1730.83	1915.00	1927.25
183	61	9.47	1740.30	1924.47	1936.72
184		9.5	1749.80	1933.97	1946.22
185		9.56	1759.36	1943.53	1955.78
186	62	9.49	1768.85	1953.02	1965.27
187		9.45	1778.30	1962.47	1974.72
188		9.55	1787.85	1972.02	1984.27
189	63	9.47	1797.32	1981.49	1993.74
190		9.52	1806.84	1991.01	2003.26
191		9.41	1816.25	2000.42	2012.67
192	64	9.57	1825.82	2009.99	2022.24
193		9.56	1835.38	2019.55	2031.80
194		9.6	1844.98	2029.15	2041.40
195	65	9.54	1854.52	2038.69	2050.94
196		9.49	1864.01	2048.18	2060.43
197		9.48	1873.49	2057.66	2069.91
198	66	9.44	1882.93	2067.10	2079.35
199		9.56	1892.49	2076.66	2088.91
200		9.49	1901.98	2086.15	2098.40
201	67	9.46	1911.44	2095.61	2107.86
202		9.55	1920.99	2105.16	2117.41
203		9.50	1930.49	2114.66	2126.91
204	68	9.47	1939.96	2124.13	2136.38
205		9.57	1949.53	2133.70	2145.95
206		9.44	1958.97	2143.14	2155.39
207	69	9.61	1968.58	2152.75	2165.00

Jts	std	Length	Tot.length	DP+BHA	KD
208		9.48	1978.06	2162.23	2174.48
209		9.59	1987.65	2171.82	2184.07
210	70	9.49	1997.14	2181.31	2193.56
211		9.58	2006.72	2190.89	2203.14
212		9.45	2016.17	2200.34	2212.59
213	71	9.49	2025.66	2209.83	2222.08
214		9.48	2035.14	2219.31	2231.56
215		9.45	2044.59	2228.76	2241.01
216	72	9.49	2054.08	2238.25	2250.50
217		9.54	2063.62	2247.79	2260.04
218		9.56	2073.18	2257.35	2269.60
219	73	9.48	2082.66	2266.83	2279.08
220		9.53	2092.19	2276.36	2288.61
221		9.49	2101.68	2285.85	2298.10
222	74	9.48	2111.16	2295.33	2307.58
223		9.56	2120.72	2304.89	2317.14
224		9.58	2130.30	2314.47	2326.72
225	75	9.46	2139.76	2323.93	2336.18
226		9.44	2149.20	2333.37	2345.62
227		9.47	2158.67	2342.84	2355.09
228	76	9.46	2168.13	2352.30	2364.55
229		9.42	2177.55	2361.72	2373.97
230		9.51	2187.06	2371.23	2383.48
231	77	9.60	2196.66	2380.83	2393.08
232		9.60	2206.26	2390.43	2402.68
233					
234					
235					
236					
237					
238					
239					
240					
241					
242					
243					
244					
245					
246					
247					
248					
249					
250					
251					
252					
253					
254					
255					
256					
257					
258					
259					

[illegible]

Casing and Tubing

Specification	Application	Grade	Mechanical Properties			
			Yield Strength (psi)	Tensile Strength (psi)	Elongation (%)	Others
Seamless	API 5CT	Group 1	H-40 J-55 K-55 N-80	40,000 ~ 80,000 55,000 ~ 80,000 55,000 ~ 80,000 80,000 ~ 110,000	≥ 60,000 ≥ 75,000 ≥ 95,000 ≥ 100,000	API Formula
		Group 2	L-80 1 L-80 9Cr L-80 13Cr C-90 1, 2 C-95 T-95 1, 2	80,000 ~ 95,000 80,000 ~ 95,000 80,000 ~ 95,000 90,000 ~ 105,000 95,000 ~ 110,000 95,000 ~ 110,000	≥ 95,000 ≥ 95,000 ≥ 95,000 ≥ 100,000 ≥ 105,000 ≥ 105,000	API Formula HRC ≤ 23 BHN ≤ 241 HRC ≤ 23 BHN ≤ 241 HRC ≤ 23 BHN ≤ 241 HRC ≤ 25.4 BHN ≤ 255 — — HRC ≤ 25.4 BHN ≤ 255
		Group 3	P-110	110,000 ~ 140,000	≥ 125,000	API Formula
		Group 4	Q-125 1 ~ 4	125,000 ~ 150,000	≥ 135,000	API Formula Charpy Impact Test ΔHRC ≤ 3 ~ 5
		G (General & Deep Well Service)	SM-95G SM-125G SM-140G SM-150G SM-155G	95,000 ~ 125,000 125,000 ~ 155,000 140,000 ~ 170,000 150,000 ~ 180,000 155,000 ~ 185,000	≥ 110,000 ≥ 140,000 ≥ 150,000 ≥ 160,000 ≥ 163,000	API Formula - Charpy Impact Value (10 × 10 2V) min. Ave. 15 ft-lb min. Single 10 ft-lb at - 50°F (- 46°C)
	SM-SERIES	T, TT (High Collapse Strength)	SM-80T SM-95T SM-110T	80,000 ~ 110,000 95,000 ~ 125,000 110,000 ~ 140,000	≥ 100,000 ≥ 110,000 ≥ 125,000	API Formula Collapse Test
			SM-95TT SM-110TT SM-125TT	95,000 ~ 125,000 110,000 ~ 140,000 125,000 ~ 155,000	≥ 110,000 ≥ 125,000 ≥ 135,000	
		TS (High Collapse & Sour Well Service)	SM-80TS SM-90TS SM-95TS SM-C100T SM-C110T	80,000 ~ 95,000 90,000 ~ 105,000 95,000 ~ 110,000 100,000 ~ 115,000 110,000 ~ 125,000	≥ 100,000 ≥ 103,000 ≥ 105,000 ≥ 105,000 ≥ 115,000	
		S (Sour Well Service)	SM-80S SM-90S SM-95S SM-C100 SM-C110	80,000 ~ 95,000 90,000 ~ 105,000 95,000 ~ 110,000 100,000 ~ 115,000 110,000 ~ 125,000	≥ 100,000 ≥ 103,000 ≥ 105,000 ≥ 105,000 ≥ 115,000	API Formula HRC 15/22 HRC 17/24 HRC 18/25 HRC 19/26 HRC 23/30
		SS (Severe Sour Well Service)	SM-85SS SM-90SS SM-100SS	85,000 ~ 100,000 90,000 ~ 105,000 100,000 ~ 115,000	≥ 100,000 ≥ 100,000 ≥ 105,000	API Formula HRC 17/23 HRC 18/24 HRC 19/25
		L, LL (Low Tempera- ture Service)	SM-80L SM-95L SM-110L	80,000 ~ 110,000 95,000 ~ 125,000 110,000 ~ 140,000	≥ 100,000 ≥ 105,000 ≥ 125,000	API Formula Charpy Impact Value (10 × 10 2V) min. Ave. 20 ft-lb min. Single 15 ft-lb at - 50°F (- 46°C)
			SM-80LL SM-95LL SM-110LL	80,000 ~ 110,000 95,000 ~ 125,000 110,000 ~ 140,000	≥ 100,000 ≥ 105,000 ≥ 125,000	API Formula

Specification		Application	Grade	Mechanical Properties			
				Yield Strength (psi)	Tensile Strength (psi)	Elongation (%)	Others
Seamless	NEW SM-SERIES	CO ₂ Corrosive Well Service	SM-9CR-75	75,000 ~ 90,000	≥ 95,000	API Formula	HRC ≤ 22
			SM-9CR-80	80,000 ~ 95,000	≥ 95,000		HRC ≤ 23
			SM-9CR-95	95,000 ~ 110,000	≥ 105,000		HRC ≤ 27
			SM-13CR-75	75,000 ~ 90,000	≥ 95,000	API Formula	HRC ≤ 22
			SM-13CR-80	80,000 ~ 95,000	≥ 95,000		HRC ≤ 23
			SM-13CR-85	85,000 ~ 100,000	≥ 100,000		HRC ≤ 24
			SM-13CR-95	95,000 ~ 110,000	≥ 105,000		HRC ≤ 27
			SM-13CRS-80	80,000 ~ 95,000	≥ 90,000	API Formula	HRC ≤ 27
			SM-13CRS-95	95,000 ~ 110,000	≥ 105,000		HRC ≤ 28
			SM-13CRS-110	110,000 ~ 125,000	≥ 115,000		HRC ≤ 32
		CO ₂ -Low H ₂ S Corrosive Well Service	SM-22CR-65	65,000 ~ 100,000	≥ 93,000	25	HRC ≤ 26
			SM-22CR-110	110,000 ~ 140,000	≥ 125,000	12	HRC ≤ 36
			SM-22CR-125	125,000 ~ 145,000	≥ 130,000	11	HRC ≤ 37
			SM-22CR-140	140,000 ~ 160,000	≥ 145,000	11	HRC ≤ 38
			SM-25CR-75	75,000 ~ 100,000	≥ 95,000	25	HRC ≤ 26
			SM-25CR-110	110,000 ~ 140,000	≥ 125,000	12	HRC ≤ 36
			SM-25CR-125	125,000 ~ 145,000	≥ 130,000	11	HRC ≤ 37
			SM-25CR-140	140,000 ~ 160,000	≥ 145,000	11	HRC ≤ 38
			SM-25CRW-80	≥ 80,000	≥ 116,000	20	HRC ≤ 28
			SM-25CRW-110	110,000 ~ 140,000	≥ 125,000	12	HRC ≤ 36
			SM-25CRW-125	125,000 ~ 145,000	≥ 130,000	11	HRC ≤ 37
			SM-25CRW-140	140,000 ~ 160,000	≥ 145,000	11	HRC ≤ 38
		CO ₂ -H ₂ S-Cl ⁻ Corrosive Well Service	SM-2035-110	110,000 ~ 140,000	≥ 115,000	11	HRC ≤ 32
			SM-2035-125	125,000 ~ 145,000	≥ 130,000	9	HRC ≤ 33
			SM-2535-110	110,000 ~ 140,000	≥ 115,000	12	HRC ≤ 32
			SM-2535-125	125,000 ~ 145,000	≥ 130,000	10	HRC ≤ 34
			SM-2535-130	130,000 ~ 150,000	≥ 135,000	10	HRC ≤ 35
			SM-2242-110	110,000 ~ 130,000	≥ 115,000	13	HRC ≤ 32
			SM-2242-125	125,000 ~ 145,000	≥ 130,000	9	HRC ≤ 35
			SM-2242-130	130,000 ~ 150,000	≥ 135,000	9	HRC ≤ 36
			SM-2550-110	110,000 ~ 140,000	≥ 120,000	15	HRC ≤ 33
			SM-2550-125	125,000 ~ 145,000	≥ 130,000	13	HRC ≤ 36
			SM-2550-130	130,000 ~ 150,000	≥ 135,000	12	HRC ≤ 37
			SM-2550-140	140,000 ~ 160,000	≥ 145,000	11	HRC ≤ 39
			SM-2060-110	110,000 ~ 140,000	≥ 120,000	16	HRC ≤ 34
			SM-2060-125	125,000 ~ 145,000	≥ 130,000	14	HRC ≤ 36
			SM-2060-130	130,000 ~ 150,000	≥ 135,000	13	HRC ≤ 37
			SM-2060-140	140,000 ~ 160,000	≥ 145,000	12	HRC ≤ 38
			SM-2060-150	150,000 ~ 170,000	≥ 155,000	11	HRC ≤ 40
			SM-2060-155	155,000 ~ 175,000	≥ 160,000	11	HRC ≤ 40
			SM-2050-110	110,000 ~ 140,000	≥ 120,000	16	HRC ≤ 34
			SM-2050-125	125,000 ~ 145,000	≥ 130,000	14	HRC ≤ 36
			SM-2050-130	130,000 ~ 150,000	≥ 135,000	12	HRC ≤ 37
			SM-2050-140	140,000 ~ 160,000	≥ 145,000	12	HRC ≤ 38
			SM-C276-110	110,000 ~ 140,000	≥ 115,000	20	HRC ≤ 38
			SM-C276-125	125,000 ~ 145,000	≥ 130,000	14	HRC ≤ 38
			SM-C276-130	130,000 ~ 150,000	≥ 135,000	12	HRC ≤ 40
			SM-C276-140	140,000 ~ 160,000	≥ 145,000	10	HRC ≤ 40
			SM-C276-150	150,000 ~ 170,000	≥ 155,000	10	HRC ≤ 40

Specification		Application	Grade	Mechanical Properties			
				Yield Strength (psi)	Tensile Strength (psi)	Elongation (%)	Others
Welded	API 5CT	Group 1	H-40	40,000 ~ 80,000	≥ 60,000	API Formula	
			J-55	55,000 ~ 80,000	≥ 75,000		
			K-55	55,000 ~ 80,000	≥ 95,000		
			N-80	80,000 ~ 110,000	≥ 100,000		
	Group 2	L-80 1	80,000 ~ 95,000	≥ 95,000	API Formula	HRC ≤ 23 BHN ≤ 241 — —	
		C-95	95,000 ~ 110,000	≥ 105,000			
	Group 3	P-110	110,000 ~ 140,000	≥ 125,000	API Formula		
	Group 4	Q-125 1 ~ 4	125,000 ~ 150,000	≥ 135,000	API Formula	Charpy Impact Test ΔHRC ≤ 3 ~ 5	
	SM-E SERIES	GE (General & Deep Well Service)	SM-80GE	80,000 ~ 110,000	≥ 100,000	API Formula	
			SM-95GE	95,000 ~ 125,000	≥ 110,000		
SM-110GE			110,000 ~ 140,000	≥ 125,000			
TE (High Collapse Strength)		SM-80TE	80,000 ~ 110,000	≥ 95,000	API Formula	HRC ≤ 22 HRC ≤ 29 HRC ≤ 31	
		SM-95TE	95,000 ~ 125,000	≥ 110,000			
		SM-110TE	110,000 ~ 140,000	≥ 125,000			
SE (Sour Well Service)	SM-80SE	80,000 ~ 95,000	≥ 100,000	API Formula	HRC 15/22 HRC 17/24 HRC 18/25		
	SM-90SE	90,000 ~ 105,000	≥ 103,000				
	SM-95SE	95,000 ~ 110,000	≥ 105,000				
TSE (High Collapse & Sour Well Service)	SM-80TSE	80,000 ~ 95,000	≥ 100,000	API Formula	HRC ≤ 22 HRC ≤ 24 HRC ≤ 25		
	SM-90TSE	90,000 ~ 105,000	≥ 103,000				
	SM-95TSE	95,000 ~ 110,000	≥ 105,000				
LE (Low Temperature Service)	SM-55JLE	55,000 ~ 80,000	≥ 75,000	API Formula	HRC ≤ 22 HRC ≤ 23 HRC ≤ 23		
	SM-55KLE	≥ 55,000	≥ 95,000				
	SM-80LLE	≥ 80,000	≥ 95,000				

Remarks

1. Grades SM-S/SS are designed to prevent sulfide stress corrosion cracking (SSCC), but not designed to prevent general corrosion by hydrogen sulfide, so inhibitor should be considered.
2. Grade SM-TS is available for high collapse & sour service. Please consult with us when 100 & 110 grade is necessary.
3. Grades SM-13CRS-110 is not suitable for H₂S condition. Please consult with us when 110 grade is necessary.
4. Grades from SM-22CR to SM-C276 are designed to prevent both SCC and general corrosion.

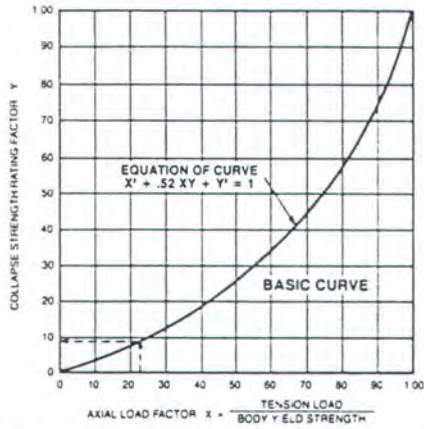
5. Example of SM Series Names

- (1) SM-90SS: SUMITOMO—90,000 psi yield strength—Special sour well service
- (2) SM-13CR-80: SUMITOMO—13% Chromium steel—80,000 psi yield strength
- (3) SM-2550-110: SUMITOMO—25% Chromium 50% Nickel alloy—110,000 psi yield strength

LONE STAR STEEL

Effect Of Axial Tension On Collapse

The curve is the Maximum Strain-Energy curve discussed by Messrs. Westcott, Dunlop and Kemler in a paper entitled "Setting Depths for Casing" presented to the API Division of Production in May, 1940. To determine the collapse strength under a given tension load, divide the tension load by the pipe body yield strength. Enter the bottom of the chart at this load factor and move straight upward to the curve. Read the collapse rating factor on the left hand scale. Multiply this by the rated collapse strength to find the collapse strength under tension load.



Example: 5½ 17.00 N-80 with a full collapse rating of 6280 psi and an axial tension load of 94,486 lbs.
Solution: Axial Load Factor $X = \frac{94486}{397000} = .238$; therefore, Collapse Strength Rating Factor $Y = .911$
 $.911 \times 6280 \text{ psi} = 5721 \text{ psi}$ collapse strength with a tension load of 94486 lbs.
The X and corresponding Y factors are tabulated below.

Collapse Curve Factors

X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
0.0	1.000	0.100	0.969	0.200	0.929	0.300	0.879	0.400	0.818	0.500	0.746
0.002	0.999	0.102	0.969	0.202	0.928	0.302	0.878	0.402	0.817	0.502	0.744
0.004	0.999	0.104	0.968	0.204	0.927	0.304	0.877	0.404	0.816	0.504	0.743
0.006	0.998	0.106	0.967	0.206	0.926	0.306	0.876	0.406	0.814	0.506	0.741
0.008	0.998	0.108	0.966	0.208	0.926	0.308	0.875	0.408	0.813	0.508	0.739
0.010	0.997	0.110	0.966	0.210	0.925	0.310	0.874	0.410	0.812	0.510	0.738
0.012	0.997	0.112	0.965	0.212	0.924	0.312	0.872	0.412	0.810	0.512	0.736
0.014	0.996	0.114	0.964	0.214	0.923	0.314	0.871	0.414	0.809	0.514	0.734
0.016	0.996	0.116	0.964	0.216	0.922	0.316	0.870	0.416	0.808	0.516	0.733
0.018	0.995	0.118	0.963	0.218	0.921	0.318	0.869	0.418	0.806	0.518	0.731
0.020	0.995	0.120	0.962	0.220	0.920	0.320	0.868	0.420	0.805	0.520	0.730
0.022	0.994	0.122	0.961	0.222	0.919	0.322	0.867	0.422	0.803	0.522	0.728
0.024	0.993	0.124	0.961	0.224	0.918	0.324	0.866	0.424	0.802	0.524	0.726
0.026	0.993	0.126	0.960	0.226	0.917	0.326	0.864	0.426	0.801	0.526	0.725
0.028	0.992	0.128	0.959	0.228	0.916	0.328	0.863	0.428	0.799	0.528	0.723
0.030	0.992	0.130	0.958	0.230	0.915	0.330	0.862	0.430	0.798	0.530	0.721
0.032	0.991	0.132	0.958	0.232	0.914	0.332	0.861	0.432	0.797	0.532	0.720
0.034	0.991	0.134	0.957	0.234	0.913	0.334	0.860	0.434	0.795	0.534	0.718
0.036	0.990	0.136	0.956	0.236	0.912	0.336	0.859	0.436	0.794	0.536	0.716
0.038	0.989	0.138	0.955	0.238	0.911	0.338	0.857	0.438	0.792	0.538	0.715
0.040	0.989	0.140	0.954	0.240	0.910	0.340	0.856	0.440	0.791	0.540	0.713
0.042	0.988	0.142	0.954	0.242	0.909	0.342	0.855	0.442	0.789	0.542	0.711
0.044	0.988	0.144	0.953	0.244	0.908	0.344	0.854	0.444	0.788	0.544	0.709
0.046	0.987	0.146	0.952	0.246	0.907	0.346	0.853	0.446	0.787	0.546	0.708
0.048	0.986	0.148	0.951	0.248	0.906	0.348	0.851	0.448	0.785	0.548	0.706
0.050	0.986	0.150	0.950	0.250	0.905	0.350	0.850	0.450	0.784	0.550	0.704
0.052	0.985	0.152	0.950	0.252	0.904	0.352	0.849	0.452	0.782	0.552	0.703
0.054	0.985	0.154	0.949	0.254	0.903	0.354	0.848	0.454	0.781	0.554	0.701
0.056	0.984	0.156	0.948	0.256	0.902	0.356	0.846	0.456	0.779	0.556	0.699
0.058	0.983	0.158	0.947	0.258	0.901	0.358	0.845	0.458	0.778	0.558	0.697
0.060	0.983	0.160	0.946	0.260	0.900	0.360	0.844	0.460	0.776	0.560	0.696
0.062	0.982	0.162	0.946	0.262	0.899	0.362	0.843	0.462	0.775	0.562	0.694
0.064	0.981	0.164	0.945	0.264	0.898	0.364	0.842	0.464	0.773	0.564	0.692
0.066	0.981	0.166	0.944	0.266	0.897	0.366	0.840	0.466	0.772	0.566	0.690
0.068	0.980	0.168	0.943	0.268	0.896	0.368	0.839	0.468	0.770	0.568	0.688
0.070	0.980	0.170	0.942	0.270	0.895	0.370	0.838	0.470	0.769	0.570	0.687
0.072	0.979	0.172	0.941	0.272	0.894	0.372	0.837	0.472	0.767	0.572	0.685
0.074	0.978	0.174	0.941	0.274	0.893	0.374	0.835	0.474	0.766	0.574	0.683
0.076	0.978	0.176	0.940	0.276	0.892	0.376	0.834	0.476	0.764	0.576	0.681
0.078	0.977	0.178	0.939	0.278	0.891	0.378	0.833	0.478	0.763	0.578	0.679
0.080	0.976	0.180	0.938	0.280	0.890	0.380	0.831	0.480	0.761	0.580	0.678
0.082	0.976	0.182	0.937	0.282	0.889	0.382	0.830	0.482	0.760	0.582	0.676
0.084	0.975	0.184	0.936	0.284	0.888	0.384	0.829	0.484	0.758	0.584	0.674
0.086	0.974	0.186	0.935	0.286	0.887	0.386	0.828	0.486	0.757	0.586	0.672
0.088	0.974	0.188	0.935	0.288	0.886	0.388	0.826	0.488	0.755	0.588	0.670
0.090	0.973	0.190	0.934	0.290	0.885	0.390	0.825	0.490	0.754	0.590	0.668
0.092	0.972	0.192	0.933	0.292	0.884	0.392	0.824	0.492	0.752	0.592	0.667
0.094	0.971	0.194	0.932	0.294	0.882	0.394	0.822	0.494	0.750	0.594	0.665
0.096	0.971	0.196	0.931	0.296	0.881	0.396	0.821	0.496	0.749	0.596	0.663
0.098	0.970	0.198	0.930	0.298	0.880	0.398	0.820	0.498	0.747	0.598	0.661

Tool Joint Data

Drill Pipe Properties																		
Pipe OD (In.)	Nominal Pipe Weight (Lb./Ft.)	Pipe Material Grade	Upset Style	Approx. Actual Weight (Lb./Ft.)	Wall Thickness (In.)	Conn Size	Conn Type	TJ OD (In.)	TJ Bore (In.)	Drift Dia. (In.)	Pipe Tensile Yield Strength (Lb.)	Pin Tensile Yield Strength (Lb.)	Pipe Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	TJ Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	Tor-sional Ratio Pin to Pipe	API Make up Torque (Ft.-Lbs.)	Minimum Collapse Pressure (P.S.I.)	Minimum Internal Yield Pressure (P.S.I.)
2 3/8	6.65	E-75	EU	7.05	0.280	API	NC 26	3 3/8	1 1/4	1.625	138,214	313,681	6,250	6,875	b	1.10	4,125	15,474
	6.65	X-95	EU	7.14	0.280	API	NC 26	3 3/8	1 1/4	1.625	175,072	313,681	7,917	6,875	b	0.87	4,125	19,600
	6.65	G-105	EU	7.14	0.280	API	NC 26	3 3/8	1 1/4	1.625	193,500	313,681	8,751	6,875	b	0.79	4,125	21,663
	6.65	S-135	EU	7.14	0.280	API	NC 26	3 3/8	1 1/4	1.625	248,786	313,681	11,251	6,875	b	0.61	4,125	27,853
2 1/2	10.40	E-75	EU	10.95	0.362	API	NC 31	4 1/8	2 1/8	1.964	214,344	447,130	11,554	11,871	p	1.03	7,122	16,526
	10.40	X-95	EU	11.14	0.362	API	NC 31	4 1/8	2	1.875	271,503	495,726	14,635	13,196	p	0.90	7,918	20,933
	10.40	G-105	EU	11.14	0.362	API	NC 31	4 1/8	2	1.875	300,082	495,726	16,176	13,196	p	0.82	7,918	23,137
	10.40	S-135	IU	1.10	0.362	2 1/8	PAC	3 3/8	1 1/2	1.375	385,820	273,024	20,798	5,732	p	0.28	3,439	29,747
	10.40	S-135	EU	11.63	0.362	API	NC 31	4 1/8	1 3/4	1.500	385,820	623,844	20,798	16,946	p	0.81	10,167	29,747
3 1/2	13.30	E-75	EU	14.02	0.368	API	NC 38	4 3/4	2 11/16	2.563	271,569	587,308	18,551	18,107	p	0.98	10,864	13,800
	13.30	X-95	EU	14.32	0.368	API	NC 38	4 3/4	2 9/16	2.438	343,988	649,158	23,498	19,174	b	0.82	11,504	17,480
	13.30	X-95	EU	14.71	0.368	API	NC 38	5	2 7/16	2.438	343,988	649,158	23,498	20,326	p	0.86	12,196	17,480
	13.30	G-105	EU	14.81	0.368	API	NC 38	5	2 7/16	2.313	380,197	708,063	25,972	22,213	p	0.86	13,328	19,320
	13.30	S-135	EU	15.02	0.368	API	NC 38	5	2 1/8	2.000	488,825	842,440	33,393	26,515	p	0.79	15,909	24,840
	15.50	E-75	EU	16.29	0.449	API	NC 38	4 3/4	2 9/16	2.415	322,775	649,158	21,086	19,174	b	0.91	11,504	16,838
	15.50	E-75	EU	16.68	0.449	API	NC 38	5	2 7/16	2.415	322,775	649,158	21,086	20,326	p	0.96	12,196	16,838
	15.50	X-95	EU	16.65	0.449	API	NC 38	4 3/4	2 9/16	2.415	408,848	649,158	26,709	20,194	p	0.76	12,116	21,328
	15.50	X-95	EU	16.95	0.449	API	NC 38	5	2 7/16	2.313	408,848	708,063	26,709	22,213	p	0.83	13,328	21,328
	15.50	G-105	EU	*17.16	0.449	API	NC 38	5	2 1/8	2.000	451,885	842,440	*29,520	26,515	p	0.90	15,909	23,573
	15.50	S-135	EU	16.46	0.449	API	NC 38	4 3/4	2 9/16	2.415	580,995	649,158	37,954	19,174	b	0.51	11,504	30,308
	15.50	S-135	EU	16.46	0.449	API	NC 38	4 3/4	2 9/16	2.415	580,995	649,158	37,954	19,174	b	0.51	11,504	30,308
4	14.00	E-75	IU	15.15	0.330	API	NC 40	5 1/8	2 3/16	2.688	285,359	711,611	23,288	23,487	p	1.01	14,092	10,828
	14.00	X-95	IU	15.38	0.330	API	NC 40	5 1/8	2 1/16	2.563	361,454	776,406	29,498	25,673	p	0.87	15,404	13,716
	14.00	G-105	IU	15.89	0.330	API	NC 40	5 1/2	2 7/16	2.438	399,502	838,257	32,603	28,102	p	0.86	16,861	15,159
	14.00	G-105	IU	15.98	0.330	API	NC 40	5 1/2	2 7/16	2.313	399,502	897,161	32,603	30,114	p	0.92	18,068	15,159
	14.00	S-135	IU	15.89	0.330	API	NC 40	5 1/2	2 9/16	2.438	513,646	838,257	41,918	28,102	p	0.67	16,861	20,137
	14.00	S-135	IU	16.26	0.330	API	NC 40	5 1/2	2	1.875	513,646	1,080,135	41,918	36,363	p	0.87	21,818	20,137
4 1/2	16.60	E-75	IEU	18.54	0.337	API	NC 46	6 1/8	3 3/4	3.125	330,558	901,164	30,807	33,993	p	1.10	20,396	9,829
	16.60	X-95	IEU	18.79	0.337	API	NC 46	6 1/8	3	2.875	418,707	1,048,427	39,022	39,659	p	1.02	23,795	12,450
	16.60	G-105	IEU	18.79	0.337	API	NC 46	6 1/8	3	2.875	462,781	1,048,427	43,130	39,659	p	0.92	23,795	13,761
	16.60	S-135	IEU	19.01	0.337	API	NC 46	6 1/8	2 3/4	2.625	595,004	1,183,908	55,453	44,871	p	0.81	26,923	17,693
	20.00	E-75	IEU	22.33	0.430	API	NC 46	6 1/8	3	2.875	412,358	1,048,427	36,901	39,659	p	1.07	23,795	12,542

* OMSCO offers a unique high torque D.S. PAC connection.

** p = Pin limited yield strength

b = Box limited yield strength

Tool Joint Data

Drill Pipe Properties

Pipe OD (In.)	Nominal Pipe Weight (Lb./Ft.)	Pipe Material Grade	Upset Style	Approx. Actual Weight (Lb./Ft.)	Wall Thickness (In.)	Conn Size	Conn Type	TJ OD (In.)	TJ Bore (In.)	Drift Dia. (In.)	Pipe Tensile Yield Strength (Lb.)	Pin Tensile Yield Strength (Lb.)	Pipe Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	TJ Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	**	Torsional Ratio Pin to Pipe	API Make up Torque (Ft.-Lbs.)	Minimum Collapse Pressure (P.S.I.)	Minimum Internal Yield Pressure (P.S.I.)
4 1/2	20.00	X-95	IEU	22.83	0.430	API	NC 46	6 1/4	2 1/4	2.625	522,320	1,183,908	46,741	44,871	p	0.96	26,923	16,421	15,886
	20.00	G-105	IEU	22.62	0.430	API	NC 46	6 1/4	3	2.875	577,301	1,048,427	51,661	39,659	p	0.77	23,795	18,149	17,558
	20.00	G-105	IEU	23.03	0.430	API	NC 46	6 1/4	2 1/2	2.375	577,301	1,307,608	51,661	49,630	p	0.96	29,778	18,149	17,558
	20.00	S-135	IEU	23.20	0.430	API	NC 46	6 1/4	2 1/4	2.125	742,244	1,419,527	66,422	53,936	p	*0.81	32,362	23,335	22,575
5	19.50	E-75	IEU	21.54	0.362	API	NC 50	6 1/8	3 1/4	3.625	395,595	939,096	41,167	38,060	p	0.93	22,836	10,978	9,503
	19.50	X-95	IEU	22.06	0.362	API	NC 50	6 1/2	3 1/4	3.125	501,087	1,268,963	52,144	51,447	p	0.99	30,868	12,024	12,037
	19.50	X-95	IEU	22.07	0.362	API	NC 50	6 1/8	3 1/2	3.375	501,087	1,109,920	52,144	45,127	p	0.87	27,076	12,024	12,037
	19.50	G-105	IEU	22.32	0.362	API	NC 50	6 1/8	3 1/4	3.125	553,833	1,268,963	57,633	51,708	p	0.90	31,025	12,999	13,304
	19.50	S-135	IEU	22.76	0.362	API	NC 50	6 1/8	2 1/2	2.625	712,070	1,551,706	74,100	63,406	p	0.86	38,044	15,667	17,105
	25.60	E-75	IEU	27.60	0.500	API	NC 50	6 1/8	3 1/2	3.375	530,144	1,109,920	52,257	45,127	p	0.86	27,076	13,500	13,125
	25.60	X-95	IEU	28.33	0.500	API	NC 50	6 1/8	3	2.875	671,515	1,416,225	66,192	57,800	p	0.87	34,680	17,100	16,625
	25.60	G-105	IEU	28.54	0.500	API	NC 50	6 1/8	2 1/4	2.625	742,201	1,551,706	73,160	63,406	p	0.87	38,044	18,900	18,375
5 1/2	21.90	E-75	IEU	23.98	0.361	5 1/2	API FH	7	4	3.875	437,116	1,265,801	50,710	55,933	p	1.10	33,560	8,413	8,615
	21.90	X-95	IEU	25.22	0.361	5 1/2	API FH	7 1/4	3 3/4	3.625	553,681	1,448,407	64,233	64,734	p	1.01	38,841	10,017	10,912
	21.90	G-105	IEU	25.50	0.361	5 1/2	API FH	7 1/4	3 1/2	3.375	611,963	1,619,231	70,994	72,483	p	1.02	43,490	10,753	12,061
	21.90	S-135	IEU	25.50	0.361	5 1/2	API FH	7 1/4	3 1/2	3.375	786,809	1,619,231	91,278	72,483	p	0.79	43,490	15,247	15,507
	21.90	S-135	IEU	26.66	0.361	5 1/2	API FH	7 1/2	3	2.875	786,809	1,925,536	91,278	87,170	p	0.95	52,302	12,674	15,507
	24.70	E-75	IEU	26.52	0.415	5 1/2	API FH	7	4	3.875	497,222	1,265,801	56,574	55,933	p	0.99	33,560	10,464	9,903
	24.70	X-95	IEU	28.01	0.415	5 1/2	API FH	7 1/4	3 1/2	3.375	629,814	1,619,231	71,661	72,483	p	1.01	43,490	12,931	12,544
	24.70	G-105	IEU	28.01	0.415	5 1/2	API FH	7 1/4	3 1/2	3.375	696,111	1,619,231	79,204	72,483	p	.92	43,490	14,013	13,865
	24.70	S-135	IEU	29.17	0.415	5 1/2	API FH	7 1/2	3	2.875	894,999	1,925,536	101,834	87,170	p	0.86	52,302	17,019	17,826
6 1/4	25.20	E-80	IEU	27.58	0.330	6 1/4	API FH	8	5	4.875	489,464	1,448,416	70,580	73,661	p	1.04	44,196	4,788	6,538
	25.20	X-95	IEU	27.58	0.330	6 1/4	API FH	8	5	4.875	619,988	1,448,416	89,402	73,661	p	0.82	44,196	5,321	8,281
	25.20	G-105	IEU	28.69	0.330	6 1/4	API FH	8 1/4	4 1/4	4.625	685,250	1,678,145	98,813	86,237	p	0.87	51,742	5,499	9,153
	25.20	S-135	IEU	30.21	0.330	6 1/4	API FH	8 1/2	4 1/4	4.125	881,035	2,102,260	127,045	109,226	p	0.86	65,535	5,671	11,768
	27.70	E-80	IEU	29.51	0.362	6 1/4	API FH	8	5	4.875	534,198	1,448,416	76,295	73,661	p	0.97	44,196	5,895	7,172
	27.70	X-95	IEU	30.62	0.362	6 1/4	API FH	8 1/4	4 1/4	4.625	676,651	1,678,145	96,640	86,237	p	0.89	51,742	6,754	9,084
	27.70	G-105	IEU	30.62	0.362	6 1/4	API FH	8 1/4	4 1/4	4.625	747,877	1,678,145	106,813	86,237	p	0.81	51,742	7,103	10,040
	27.70	S-135	IEU	29.51	0.362	6 1/4	API FH	8	5	4.875	961,556	1,448,416	137,331	73,661	p	0.54	44,196	10,610	12,909
	27.70	S-135	IEU	32.14	0.362	6 1/4	API FH	8 1/2	4 1/4	4.125	961,556	2,102,260	137,331	109,226	p	0.80	65,535	7,809	12,909

* OMSCO offers a unique high torque D.S. PAC connection.

** p = Pin limited yield strength

b = Box limited yield strength



Bit Classification by Formation Hardness

	Formation	Series	Type	Bearing/Gage						
				Standard Roller Bearing ①	Roller Bearing, Air Cooled ②	Roller Bearing, Gage Protected ③	Sealed Roller Bearing ④	Sealed Roller Bearing, Gage Protected ⑤	Sealed Friction Bearing ⑥	Sealed Friction Bearing, Gage Protected ⑦
Steel Tooth Bits	Soft Formations	1	1	3SS			3SS-Z	3SS-TZ	3SS-K(X)	3SS-TK(X)
			2	3S			3S-Z	3S-TZ	3S-K(X)	3S-TK(X)
			3	3MSS			3MSS-Z	3MSS-TZ	3MSS-K(X)	3MSS-TK(X)
			4							
	Soft to Medium Formations	2	1	3MS			3MS-Z	3MS-TZ	3MS-K(X)	3MS-TK(X)
			2							
			3	3MH			3MH-Z	3MH-TZ	3MH-K(X)	3MH-TK(X)
			4							
	Hard Formations	3	1	3HS			3HS-Z	3HS-TZ	3HS-K(X)	3HS-TK(X)
			2	3H			3H-Z		3H-K(X)	
			3							
			4	3HR						
Insert Bits	Soft Formations	4	1					Z05G,XZ05G		X05G
			2							
			3					Z10G,XZ10G		K10G,X10G,M10G
			4					Z15G,XZ15G		
	Soft to Medium Formations	5	1					Z20G,XZ20G		K20G,X20G,M20G
			2							
			3		A30			Z30G,XZ30G		K30G,X30G,M30G
			4							
	Medium Hard Formations	6	1		A40			Z40G		K40G,X40G
			2		A50			Z50G		K50G,X50G
			3		A60			Z60G		K60G,X60G
			4							
	Hard Formations	7	1							
			2							
			3		A70					K70G,X70G
			4							
	Extremely Hard Formations	8	1							
			2							
			3		A90					K90G,X90G
			4							

Super Full Contact Stabilizer Dimensions

Hole Size A	Max. Fishing Neck Dia. B	Blade Layout E	Min. Crown Length F	Min. Blade Width H	Bore		Avg. Approx. Weight (lbs.)
					Near Bit I	String I	
5 ⁵ / ₈	4 ³ / ₄	34	30	2	1 ¹ / ₂	2	365
5 ⁷ / ₈	4 ³ / ₄	34	30	2	1 ¹ / ₂	2	365
6	4 ³ / ₄	34	30	2	1 ¹ / ₂	2	365
6 ¹ / ₈	4 ³ / ₄	34	30	2	1 ¹ / ₂	2	365
6 ¹ / ₄	5	34	30	2	1 ¹ / ₂	2	365
6 ¹ / ₂	5 ¹ / ₂	34	30	2	1 ¹ / ₂	2	365
6 ³ / ₈	5 ¹ / ₂	34	30	2	1 ¹ / ₂	2	365
6 ³ / ₄	5 ¹ / ₂	34	30	2	1 ¹ / ₂	2	365
7 ³ / ₈	6 ¹ / ₄	37	33	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₄	670
7 ⁵ / ₈	6 ¹ / ₄	37	33	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₄	670
7 ⁷ / ₈	6 ¹ / ₄	37	33	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₄	670
8 ³ / ₈	7	37	33	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	820
8 ¹ / ₂	7	37	33	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	820
8 ⁵ / ₈	7	37	33	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	820
8 ³ / ₄	7	37	33	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	820
9	8	40	36	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	820
9 ¹ / ₂	8	40	36	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1075
9 ⁵ / ₈	8	40	36	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1075
9 ⁷ / ₈	8	40	36	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1075
10 ⁵ / ₈	8	49	41	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1370
11	8	49	41	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1370
12	10	49	41	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1875
12 ¹ / ₄	10	49	41	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1875
13 ³ / ₄	10	54	44	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	2655
14 ³ / ₄	10	54	44	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	2655
15	10	54	44	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	2655
17 ¹ / ₂	10	54	44	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	3600

All dimensions in inches, unless otherwise specified.

Standard Series

Min. Fishing Neck Length C	Min. Tong Space Length D	Min. Overall Length G
24	24	82
24	24	82
24	24	82
24	24	82
24	24	82
24	24	82
24	24	82
24	24	82
24	24	82
24	24	85
24	24	85
24	24	85
24	24	85
24	24	85
24	24	85
24	24	85
24	24	85
24	24	88
24	24	88
24	24	88
24	24	88
24	24	88
24	24	97
24	24	97
24	24	97
24	24	97
24	24	102
24	24	102
24	24	102
24	24	102

Disposable Series

Max. Fishing Neck Length C	Max. Tong Space Length D	Min. Overall Length G
24	18	76
24	18	76
24	18	76
24	18	76
24	18	76
24	18	76
24	18	76
24	18	76
24	18	76
24	18	76
24	18	79
24	18	79
24	18	79
24	18	79
24	18	79
24	18	79
24	18	79
24	18	79
24	18	82
24	18	82
24	18	82
24	18	82
24	18	82
24	17	90
24	17	90
24	17	90
24	17	90
24	12	90
24	12	90
24	12	90
24	12	90

Super Bearing Full Contact Stabilizer Dimensions

Hole Size A	Max. Fishing Neck Dia. B	Fishing Neck Length C	Max. Tong Space Length D	Blade Layout E	Min. Crown Length F	Over-all Length G	Min. Blade Width H	Bore		Approx. Wt. (lbs.)
								Near Bit I	String I	
5 ⁵ / ₈	4 ³ / ₄	35	29	36	34	100	4	1 ¹ / ₂ -2	1 ¹ / ₂ -2	710
5 ⁷ / ₈	4 ³ / ₄	35	28	36 ¹ / ₂	34	100	4	1 ¹ / ₂ -2	1 ¹ / ₂ -2	710
6 ¹ / ₈	4 ³ / ₄	35	28	37	34	100	4	1 ¹ / ₂ -2	1 ¹ / ₂ -2	710
6 ¹ / ₄	5	35	28	36 ³ / ₄	34	100	4	1 ¹ / ₂ -2	1 ¹ / ₂ -2	710
6 ¹ / ₂	5 ¹ / ₂	35	29	36 ¹ / ₄	34	100	4	1 ¹ / ₂ -2	1 ¹ / ₂ -2	710
6 ³ / ₄	5 ¹ / ₂	35	28	36 ³ / ₄	34	100	4	1 ¹ / ₂ -2	1 ¹ / ₂ -2	710
7 ⁷ / ₈	6 ¹ / ₄	35	28	37 ³ / ₈	34	100	5	2 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	1065
8 ³ / ₈	7	34	31	37	34	102	5	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1390
8 ¹ / ₂	7	34	31	37 ¹ / ₈	34	102	5	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1390
8 ⁵ / ₈	7	34	31	37 ³ / ₈	34	102	5	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1390
8 ³ / ₄	7	34	31	37 ¹ / ₂	34	102	5	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1390
9 ¹ / ₂	8	34	31	37 ¹ / ₈	34	102	5	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1810
9 ⁵ / ₈	8	34	31	37 ³ / ₈	34	102	5	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1810
9 ⁷ / ₈	8	34	30	37 ³ / ₄	34	102	5	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1810
10 ⁵ / ₈	8	35	34	39	34	108	6	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	2130
11	8	35	33	39 ³ / ₄	34	108	6	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	2130
12	10	35	34	38	34	108	7	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	2880
12 ¹ / ₄	10	35	34	38 ¹ / ₂	34	108	7	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	2880
13 ³ / ₄	10	35	32	41	34	108	7	2 ¹³ / ₁₆ -3	2 ¹³ / ₁₆ -3	3880
14 ³ / ₄	10	35	30	42 ³ / ₄	34	108	8	2 ¹³ / ₁₆ -3	2 ¹³ / ₁₆ -3	3880
15	10	35	30	43 ¹ / ₄	34	108	8	2 ¹³ / ₁₆ -3	2 ¹³ / ₁₆ -3	3880
17 ¹ / ₂	10	35	26	47 ¹ / ₂	34	108	8	2 ¹³ / ₁₆ -3	2 ¹³ / ₁₆ -3	4600

All dimensions in inches, unless otherwise specified.

R Integral Blade Stabilizers

L•O•R

Standard Integral Blade Stabilizer Dimensions

Hole Size A	Max Fishing Neck Dia. B	Blade Layout E	Min. Crown Length F	Min. Blade Width H	Bore		Avg. Approx. Weight (lbs)
					Near Bit I	String I	
5 ⁵ / ₈	4 ³ / ₄	16	12	2	1 ¹ / ₂	2	200
5 ⁷ / ₈	4 ³ / ₄	16	12	2	1 ¹ / ₂	2	200
6	4 ³ / ₄	16	12	2	1 ¹ / ₂	2	200
6 ¹ / ₈	4 ³ / ₄	16	12	2	1 ¹ / ₂	2	260
6 ¹ / ₄	5	16	12	2	1 ¹ / ₂	2	260
6 ¹ / ₂	5 ¹ / ₂	16	12	2	1 ¹ / ₂	2	260
6 ⁵ / ₈	5 ¹ / ₂	16	12	2	1 ¹ / ₂	2	260
6 ³ / ₄	5 ¹ / ₂	16	12	2	1 ¹ / ₂	2	260
7 ³ / ₈	6 ¹ / ₄	18	14	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₄	400
7 ⁵ / ₈	6 ¹ / ₄	18	14	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₄	400
7 ⁷ / ₈	6 ¹ / ₄	18	14	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₄	400
8 ³ / ₈	7	19	15	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	510
8 ¹ / ₂	7	19	15	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	510
8 ⁵ / ₈	7	19	15	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	510
8 ³ / ₄	7	19	15	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	510
9	8	18	15	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	645
9 ¹ / ₂	8	18	15	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	645
9 ⁵ / ₈	8	18	15	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	645
9 ⁷ / ₈	8	18	15	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	645
10 ⁵ / ₈	8	22 ¹ / ₂	17	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	755
11	8	22 ¹ / ₂	17	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	755
12	10	22 ¹ / ₂	17	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1100
12 ¹ / ₄	10	22 ¹ / ₂	17	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1100
13 ³ / ₄	10	22 ¹ / ₂	16	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1225
14 ³ / ₄	10	21 ¹ / ₂	16	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1375
15	10	21 ¹ / ₂	16	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1400
17 ¹ / ₂	10	21 ¹ / ₂	13	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1650

All dimensions in inches, unless otherwise specified.

Full Contact Stabilizer Dimensions

Hole Size A	Max Fishing Neck Dia. B	Blade Layout E	Min. Crown Length F	Min. Blade Width H	Bore		Avg. Approx. Weight (lbs)
					Near Bit I	String I	
5 ⁵ / ₈	4 ³ / ₄	29	25	2	1 ¹ / ₂	2	330
5 ⁷ / ₈	4 ³ / ₄	29	25	2	1 ¹ / ₂	2	330
6	4 ³ / ₄	29	25	2	1 ¹ / ₂	2	330
6 ¹ / ₈	4 ³ / ₄	29	25	2	1 ¹ / ₂	2	330
6 ¹ / ₄	5	29	25	2	1 ¹ / ₂	2	330
6 ¹ / ₂	5 ¹ / ₂	29	25	2	1 ¹ / ₂	2	330
6 ⁵ / ₈	5 ¹ / ₂	29	25	2	1 ¹ / ₂	2	330
6 ³ / ₄	5 ¹ / ₂	29	25	2	1 ¹ / ₂	2	330
7 ³ / ₈	6 ¹ / ₄	29	25	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₄	560
7 ⁵ / ₈	6 ¹ / ₄	29	25	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₄	560
7 ⁷ / ₈	6 ¹ / ₄	29	25	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₄	560
8 ³ / ₈	7	31	27	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	690
8 ¹ / ₂	7	31	27	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	690
8 ⁵ / ₈	7	31	27	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	690
8 ³ / ₄	7	31	27	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	690
9	8	31	27	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	690
9 ¹ / ₂	8	31	27	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	905
9 ⁵ / ₈	8	31	27	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	905
9 ⁷ / ₈	8	31	27	2 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	905
10 ⁵ / ₈	8	36	28	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1060
11	8	36	28	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1060
12	10	36	28	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1485
12 ¹ / ₄	10	36	28	3 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	1485
13 ³ / ₄	10	46	36	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	2260
14 ³ / ₄	10	46	36	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	2260
15	10	46	36	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	2260
17 ¹ / ₂	10	46	36	4 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	3025

All dimensions in inches, unless otherwise specified.

Standard Series

Min. Fishing Neck Length C	Min. Tong Space Length D	Nom. Overall Length G
24	24	64
24	24	64
24	24	64
24	24	64
24	24	64
24	24	64
24	24	64
24	14	64
24	24	66
24	24	66
24	24	66
24	24	67
24	24	67
24	24	67
24	24	67
24	24	66
24	24	66
24	24	66
24	24	66
24	24	71
24	24	71
24	24	71
24	24	71
24	24	71
24	24	70
24	24	70
24	24	70

Disposable Series

Max. Fishing Neck Length C	Max. Tong Space Length D	Nom. Overall Length G
28	18	62
28	18	62
28	18	62
28	18	62
28	18	62
28	18	62
28	18	62
28	18	62
28	18	62
28	18	64
28	18	64
28	18	64
28	18	64
28	18	65
28	18	65
28	18	65
28	18	65
28	18	64
28	18	64
28	18	64
28	18	64
28	18	69
28	18	69
28	18	69
28	18	69
31	20	69
31	20	68
31	20	68
31	20	68

Standard Series

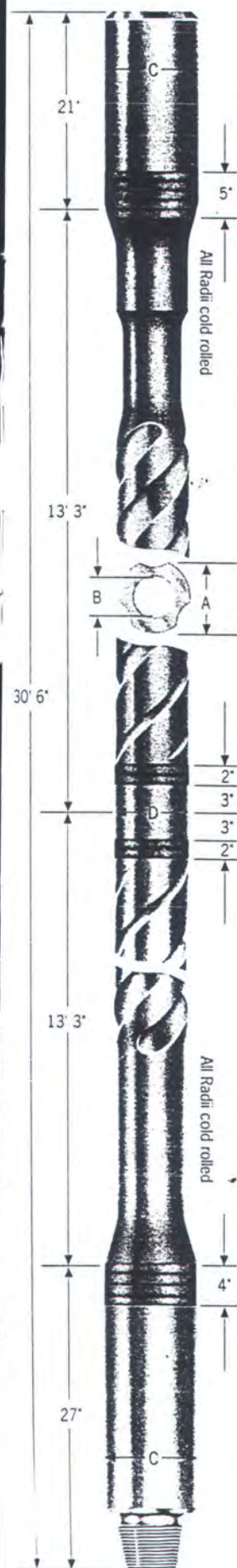
Min. Fishing Neck Length C	Min. Tong Space Length D	Nom. Overall Length G
24	24	77
24	24	77
24	24	77
24	24	77
24	24	77
24	24	77
24	24	77
24	24	77
24	24	77
24	24	77
24	24	77
24	24	77
24	24	79
24	24	79
24	24	79
24	24	79
24	24	79
24	24	79
24	24	79
24	24	84
24	24	84
24	24	84
24	24	84
24	24	94
24	24	94
24	24	94
24	24	94

Disposable Series

Max. Fishing Neck Length C	Max. Tong Space Length D	Nom. Overall Length G
24	18	71
24	18	71
24	18	71
24	18	71
24	18	71
24	18	71
24	18	71
24	18	71
24	18	71
24	18	71
24	18	71
24	18	71
20	12	63
20	12	63
20	12	63
20	12	63
20	12	63
20	12	63
20	12	63
20	12	63
24	12	72
24	12	72
24	12	72
24	12	72
24	18	88
24	18	88
24	18	88
24	18	88

Directional-Wate®

Specify OMSCO Directional-Wate®, built for today's tough drilling environments in vertical, directional and horizontal wells.



Standard Directional-Wate®

Nominal Size	A	3 1/2	4	4 1/2	5	5 1/2*	6 1/4*
Tube Specifications							
Inside Diameter (In.)	B	2 1/4	2 1/2	2 3/4	3	4	5
Wall Thickness (In.)		0.625	0.719	0.875	1.000	0.750	0.813
Cross Sectional Area (In. ²)		5.645	7.409	9.965	12.566	11.192	14.837
Center Upset Diameter (In.)	D	4	4 1/2	5	5 1/2	6	7 1/4
Yield Strength (Lb./In. ²)		55,000	55,000	55,000	55,000	100,000	100,000
Tensile Yield (Lb.)		310,478	407,502	548,061	691,150	1,119,192	1,483,866
Torsional Yield (Ft.-Lb.)		18,461	27,636	40,719	56,496	113,133	185,458
Tool Joint Specifications							
Connection		NC38	NC40	NC46	NC50	5 1/2 FH	6 1/4 FH
Size & Type		3 1/2 IF	4 FH	4 IF	4 1/2 IF		
Outside Diameter (In.)	C	4 1/4	5 1/4	6 1/4	6 1/2	7 1/4	8
Inside Diameter (In.)		2 1/4	2 1/2	2 3/4	3	4	5
Yield Strength (Lb./In. ²)		110,000	110,000	110,000	110,000	100,000	100,000
Tensile Yield (Lb.)		724,990	768,402	1,055,214	1,298,461	1,054,835	1,207,013
Torsional Yield (Ft.-Lb.)		17,576	25,446	39,976	52,237	47,043	61,384
Makeup Stress (Lb./In. ²)		62,500	62,500	62,500	62,500	62,500	62,500
Makeup Torque (Ft.-Lb.)		9,986	14,458	22,714	29,680	29,402	38,365
Engineering Data							
Weight/foot		32.3	37.5	50	59.1	56.2	66.9
Weight/30' Joint		970	1125	1500	1774	1687	2041
Displacement (Gals./Jt.)		14.84	17.22	22.96	27.17	25.82	31.22
Displacement (Bbls./Jt.)		0.353	0.409	0.546	0.646	0.614	0.74
Capacity (Gals./Jt.)		6.2	9.04	9.264	11.025	19.6	31.11
Capacity (Bbls./Jt.)		0.147	0.191	0.22	0.262	0.466	0.74

* Data for integrally manufactured product.

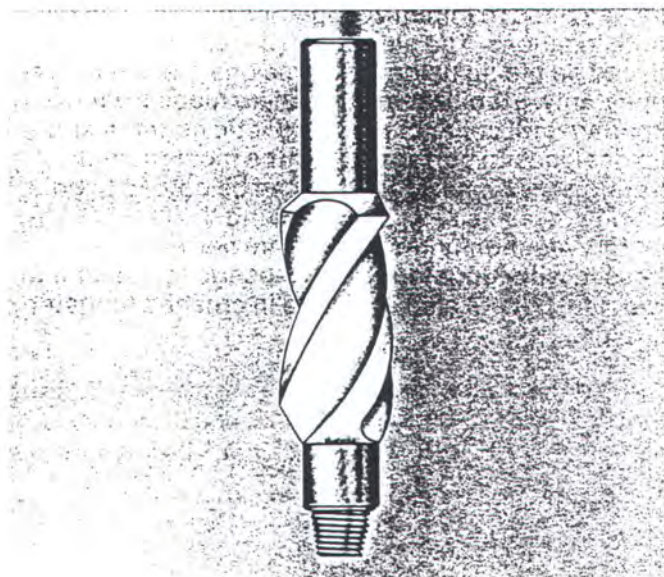
NL Sperry-Sun Directional Systems

INTEGRAL BLADE STABILIZERS

Integral Blade Stabilizers provide maximum stabilization in the toughest of circumstances.

NL Sperry-Sun's integral blade stabilizers are manufactured from 4145H Steel, heat-treated, and step forged. The blades are formed by a helical milling operation that removes the metal between the blades, thus leaving the blades as an "integral" part of the tool. The spiraled blades provide maximum continuous wall contact and minimize rotating torque and damage to the wall of the hole.

The wear surfaces of the blades are dressed with either crushed tungsten carbide for soft formations, or with press-fit tungsten carbide inserts for medium and hard formations. Our wide blade integral blade stabilizers assure extended wear life and better stabilization.



Full wrap integral blade stabilizer

Integral Blade Stabilizers

Hole Size	Fishing Neck Length	Blade Layout Length	Tong Space Length	Pin Length	Overall Length	Crown Length (Nominal)	Blade Width
	A	B	C	D	E	F	G
4 $\frac{1}{8}$ - 6 $\frac{7}{8}$	30	15	20	4	69	12	2
7 - 9 $\frac{1}{8}$	30	16	20	5	71	13	3
10 - 12 $\frac{1}{8}$	30	18	20	5	73	13	3
13 - 18 $\frac{1}{8}$	30	20	20	5	75	14	4

*Available in any required I.D. and O.D.

"Full-Wrap" Integral Blade Stabilizers

Hole Size	Fishing Neck Length	Blade Layout Length	Tong Space Length	Pin Length	Overall Length	Crown Length (Nominal)	Blade Width
	A	B	C	D	E	F	G
4 $\frac{1}{8}$ - 6 $\frac{7}{8}$	24	36	12	4	76	35	2
7 - 9 $\frac{1}{8}$	24	36	12	5	77	34	3
10 - 12 $\frac{1}{8}$	24	36	12	5	77	32	3
13 - 18 $\frac{1}{8}$	24	36	12	5	77	28	4

*Available in any required I.D. and O.D.

